CANADA

# NATIONAL ENERGY BOARD
# REPORT

In the Matter of an Accident
on 19 February 1985
near Camrose, Alberta, on the Pipeline System
of Interprovincial Pipe Line Limited

**June 1986**

# NATIONAL ENERGY BOARD
# REPORT

In the Matter of an Accident
on 19 February 1985
near Camrose, Alberta, on the Pipeline System
of Interprovincial Pipe Line Limited

June 1986

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. NE22-3/1986-1E
ISBN 0-662-14774-X

**This report is published separately in both official languages.**

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

**Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.**

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Imprimé au Canada

## Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the National Energy Board Act (NEB Act) and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an accident on 19 February 1985 near Camrose, Alberta, on the pipeline system of Interprovincial Pipe Line Limited; and

IN THE MATTER OF an inquiry held by the National Energy Board pursuant to Sections 20 and 39 of the NEB Act under Order No. MH-2-85.

HEARD at Edmonton, Alberta on 26, 27, 28, 29 and 30 March 1985, and 22, 23 and 24 October 1985.

| | | |
|---|---|---|
| **BEFORE:** | J.R. Jenkins | Presiding Member |
| | J. Farmer | Member |
| | A.B. Gilmour | Member |
| **APPEARANCES:** | D. Thomas<br>A. Moen<br>W.E. Omoth | Interprovincial Pipe Line Company |
| | T. Kulasa | Mrs. Mary Guthrie |
| | N.W.P. Boyle | Trans Mountain Pipe Line Company |
| | R.W. Riegert | Shell Canada Limited |
| | L. Keough<br>A. Macdonald | National Energy Board |

## Table of Contents


| | Page |
|---|---|
| Recital and Appearances | (i) |
| Table of Contents | (ii) |
| Abbreviations | (iv) |
| Definitions | (v) |
| 1.0 Synopsis and Introduction | 1 |
| 1.1 Synopsis | 1 |
| 1.2 Introduction | 1 |
| 2.0 Investigation | 3 |
| 2.1 Circumstances Surrounding the Accident | 3 |
| 2.2 Injuries as a Result of the Accident | 6 |
| 2.3 Damage to Vehicles and Equipment and Loss of Product | 6 |
| 2.4 Previous Pipeline Repairs at the Accident Location | 6 |
| 2.5 The Pipeline System | 7 |
| 2.5.1 Description of the IPL Pipeline System | 7 |
| 2.5.2 Natural Gas Liquids | 8 |
| 2.6 Metallurgical Examination of the Line Break | 8 |
| 2.7 Similar Breaks on the IPL System | 8 |
| 2.7.1 Pipeline Incident of 23 February 1983 | 8 |
| 2.7.2 Pipeline Incident of 8 March 1976 | 9 |
| 2.7.3 Similarities between the Pipeline Failures of 19 February 1985, 23 February 1983 and 8 March 1976 | 10 |
| 2.8 Regulatory and Code Requirements | 10 |
| 2.8.1 Regulatory Requirements Concerning Pipeline Maintenance Work | 10 |
| 2.8.2 Other Code and Regulatory Requirements | 11 |
| 2.9 Company Manuals | 11 |
| 2.10 Safety-Related Matters | 12 |
| 3.0 Analysis | 13 |
| 3.1 The Accident | 13 |
| 3.1.1 Review of Activities at the Accident Site | 13 |
| 3.1.2 IPL's Review of the Accident | 14 |
| 3.2 The Pipeline Break of 19 February 1985 | 15 |
| 3.2.1 Hydrogen Induced Cracking | 15 |
| 3.2.2 Tensile Stresses and Hydrogen Cracking | 16 |
| 3.2.3 Hydrogen and Weld Cracking | 16 |
| 3.2.4 Microstructural Susceptibility to Cracking | 16 |
| 3.3 IPL Sleeve Welding Practices and Hydrogen Induced Cracking | 16 |
| 3.4 Nondestructive Testing | 17 |
| 3.5 Propagation of the Pre-existing Crack | 18 |
| 3.6 Pipeline Reinforcement by Sleeving | 19 |
| 3.6.1 Stress Sharing | 19 |
| 3.6.2 Restraint of Bulging | 19 |
| 3.6.3 Sleeving of Leaking Defects | 19 |
| 3.6.4 Pre-stressed Sleeves | 19 |
| 3.6.5 IPL's Fillet Welding Development Program | 19 |
| 3.6.6 IPL's Line Integrity Task Force | 20 |
| 3.7 Operating Conditions Preceding the Break | 21 |
| 3.7.1 Pipeline Control System | 21 |
| 3.7.2 Pipeline Operations | 22 |

3.8 Training Programs for IPL Employees ..... 23
3.8.1 Training of Pipeline Workers ..... 23
3.8.2 Pipeline Operator Training Programs ..... 23

4.0 Findings of the Board ..... 25

4.1 Probable Cause of the Accident ..... 25
4.2 Specific Issues ..... 25
4.2.1 Metallurgical Cause for the Pipeline Break ..... 25
4.2.2 Supervisory Control and Leak Detection System ..... 26
5.0 Recommendations ..... 27

5.1 Emergency Response Plan ..... 27
5.2 Company Procedure Manuals ..... 28
5.3 Safety Watch ..... 28
5.4 Safety Audits ..... 28
5.5 Training ..... 29
5.6 Welding Procedures ..... 29
5.7 Non-destructive Testing Procedures ..... 29
5.8 Future Line Maintenance ..... 30
5.9 Integrity of Existing Pipelines ..... 30
5.10 Cathodic Protection ..... 31
5.11 Cracks in Welds ..... 31
5.12 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Leak Detection System ..... 31

## List of Appendices

I Valve Map - Line No. 1 - Edmonton to Hardisty Alberta ..... 33

II Line No. 1 Leak KM 84.12 - Location Plan ..... 35

III Line No. 1 Leak KM 84.12 - Location Plan ..... 37

IV Repair Sleeve Detail - IPL Drawing No. A-3.701-6250-0-0 ..... 39

V Full Encirclement Sleeves for Pipe Without Shoes - IPL Drawing No. D-3.0.9249-0-0 ..... 41

VI Details of Pipe Section Examined for the Incident of 19 February 1985 at KmP 84.12 ..... 43

VII Details of Pipe Section Examined for the Incident of 23 February 1983 at KmP 82.3 ..... 45

VIII Details of Pipe Section Examined for the 8 March 1976 Incident at KmP 121 ..... 47

IX An Outline of Interprovincial Pipe Line Limited's Line No. 1 Operations on 19 February 1985 Between 07:00 and 13:05 hrs. ..... 49

## List of Tables

1 IPL Line No. 1 Sectionalizing Valves Edmonton to Hardisty ..... 55

2 Chemical Properties of Pipe in IPL System ..... 55

## Abbreviations

| | |
|---|---|
| **bbl/min** | barrels per minute |
| **Board** | National Energy Board |
| **C** | carbon |
| **CE** | carbon equivalent |
| **CPA** | Canadian Petroleum Association |
| **CRT** | cathode ray tube |
| **CSA** | Canadian Standards Association |
| **CSA Z183** | Canadian Standards Association Standard Z183 entitled "Oil Pipeline Transportation Systems" |
| **ECA** | Engineering Critical Assessment |
| **ERW** | electric resistance welded |
| **HAZ** | weld heat affected zone |
| **HVP** | high vapour pressure |
| **IPL** | Interprovincial Pipe Line Limited |
| **km** | kilometres |
| **KmP** | Kilometre Post |
| **kJ/mm** | kilojoules per millimetre |
| **kPa** | kilopascals |
| **LEL** | lower explosive limit |
| **Line No. 1** | Interprovincial Pipe Line Company Limited's Line No. 1 |
| **MST** | Mountain Standard Time |
| **mm** | millimetres |
| **m** | metres |
| **$m^3$** | cubic metres |
| **$m^3/hr$** | cubic metres per hour |
| **Mn** | manganese |
| **NEB** | National Energy Board |
| **NGL** | natural gas liquids |
| **O.D.** | outside diameter |
| **P** | phosphorus |
| **P.S.** | pump station |
| **Regulations** | National Energy Board Oil Pipeline Regulations |
| **RCMP** | Royal Canadian Mounted Police |
| **RPP** | refined petroleum products |
| **S** | sulphur |
| **W.T.** | wall thickness |

## Definitions

**analogue check** — The routine comparison of pressure readings between the computer control centre and the pump station. This work is performed on a monthly basis by the shift dispatcher in consultation with remote station personnel.

**backfire** — Backfire arises because of the premature explosion of hydrocarbon vapours in an internal combustion engine cylinder or in the engine's exhaust pipe.

**calculated flow** — Flow between two pump stations is calculated by the control centre computer on a continuous basis using the upstream station discharge pressure, downstream station suction pressure, description of the section between pump stations, line fill information deduced from the last batch track record, temperature of the product, and other pertinent information.

**case pressure** — The pipeline pressure recorded in the pump station piping downstream of the pump(s) and upstream of the pump station control valve.

**differential section pressure** — The difference in pressure between the upstream pump station discharge pressure and the downstream station suction pressure.

**discharge pressure** — The pipeline pressure recorded in the pump station piping downstream of the pump station control valve.

**fillet weld** — A weld of approximately triangular cross section joining two surfaces approximately at right angles to each other in a lap joint, T-joint or corner joint (reference Appendix VI for drawing).

**grade X52 line pipe** — Steel line pipe fabricated to meet the requirements of the American Petroleum Institute specification entitled "5LX High-Test Line Pipe".

**heat affected zone** — The area of the parent metal surrounding a weld which has undergone a microstructure change due to the input of heat from welding.

**historicals** — Computer records which reflect information for each station such as operation pressures, pressure set points, status of pump units and other information. This material can be retrieved for a period of up to four hours and displayed on the operator's screen. These records cover information at four-minute intervals for the preceding four hours.

**Linalog** — A registered trade mark of AMF Inc. designating its internal inspection tool used to identify pipeline corrosion.

**lock-out** — When the suction pressure drops below the station suction pressure set point, the station control automatically shuts down the pump unit, thus protecting the station from low suction pressure.

**natural gas liquids** — A description of natural gas liquids is provided in Section 2.5.2 of this report.

| | |
|---|---|
| **rimmed steel** | Steel which is cast into ingots following steelmaking and which is allowed to solidify without the addition of specific agents for deoxidation. |
| **semi-killed steel** | Steel into which sufficient amounts of deoxidizing agents have been added following steelmaking to remove a portion of the dissolved oxygen. |
| **stopple** | A registered trade mark of T.D. Williams Inc. designating its equipment for plugging high pressure pipelines. |
| **suction pressure** | The pipeline pressure recorded on the upstream side of the pump station. |
| **throttling** | When the suction pressure, the pump case pressure, or the pumps exceed pre-set normal conditions, the station control valve, which is located downstream of the pumps, reacts automatically to restrict the flow. This causes a reduction in the output pressure from the pumps resulting in a lower discharge pressure and a lower pressure downstream of the control valve. |
| **throttling on suction** | When a pump station is operating at high flow, the suction pressure can drop below the suction pressure set-point. When this situation occurs, the station control valve, which is located downstream of the pumps, reacts automatically to restrict the flow. This causes the pump output pressure to decrease across the control valve. |
| **weld + end** | A registered trade mark of Plidco International Inc. designating its design of a pipe coupling device |

# Chapter 1
# Synopsis and Introduction

## 1.1 Synopsis

About 12:23 hrs. M.S.T. on 19 February 1985, there was a leak on IPL's 508 mm diameter pipeline which allowed natural gas liquids to escape into the atmosphere. The site of the failure was on the edge of a slough located in a farmer's field, approximately 27 km northeast of Camrose, Alberta. Approximately nine hours later the escaping natural gas liquids ignited. The ensuing fire killed two persons and severely burned three others. In addition, approximately 2 800 $m^3$ of NGL was lost and a 3/4-ton pick-up truck, a 2 1/2-ton flat-bed truck and a station wagon were destroyed and two other pieces of excavating machinery and a lighting plant were damaged.

The National Energy Board has determined that the cause of the release of NGL was the failure of a fillet weld on a full encirclement sleeve. The fillet weld failed due to a hydrogen induced crack. Ignition of the escaping NGL vapours occurred at or about 20:30 hrs. M.S.T. A wind direction change of approximately 180° caused the NGL vapours to drift towards the site where the pipeline maintenance crew, preparing the site for repair, had left vehicles parked with the engines running. The accident might have been avoided had the pipeline repair crew flared the escaping NGL gas vapours or had they been located on higher ground further from the leak site and had the pipeline crew been equipped with and made use of additional lower explosive limit gas detectors and wind direction monitoring devices.

## 1.2 Introduction

Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) and its wholly-owned subsidiary, Lakehead Pipe Line Company Inc. (Lakehead), own and operate, as a common carrier, a pipeline system stretching 3 800 km from Edmonton, Alberta to Montreal, Quebec. IPL's head office is located in Toronto, Ontario. The pipeline system consists of three parallel lines, designated Lines No. 1, 2 and 3, from Edmonton to Superior, Wisconsin. In addition, some areas have been looped by a fourth line designated Line No. 4. Additional pipelines are in place between Superior and Sarnia, Ontario in order to feed the Toronto, Buffalo, Chicago, New York and Montreal markets.

IPL pumps a wide variety of products such as crude oil, gasoline, jet fuels, heating oil, diesel fuel and natural gas liquids (NGL). The most hazardous of these products is NGL.

IPL is subject to regulation by the National Energy Board (Board) under the National Energy Board (NEB) Act. In accordance with the Regulations made pursuant to the NEB Act, the leak was first reported to the Board by IPL at 20:00 hrs.* on 19 February 1985 and the subsequent fire was reported at 00:30 hrs. on 20 February 1985. In light of the serious nature and the tragic consequences of the leak, the Board held a public inquiry into the accident pursuant to Board Order No. MH-2-85.

The public inquiry was held in Edmonton, Alberta in two phases. Phase I commenced on 26 March 1985 and was adjourned on 30 March 1985. Phase II took place from 22 to 24 October 1985.

The purpose of the inquiry was to permit the Board to determine whether any changes should be made either in the way that IPL operates or the way in which IPL is regulated by the Board, in order to prevent similar accidents in the future. The Board in its opening statement to the Public Inquiry stated that depending on the evidence, the Board may find it necessary to use its powers under Section 39 of the National Energy Board Act to order the Company to make changes to its pipeline, or to make changes to the Regulations under the NEB Act governing the construction and operation of the pipeline. The Board also wanted to determine whether there had been any breach of the NEB Act or existing Regulations that could have contributed to the accident.

The areas of investigation were set out in the Directions on Procedure, Order No. MH-2-85, and are as follows:

1. the circumstances surrounding the accident and the probable cause of the accident;

* All times are Mountain Standard Time.

2. the condition of the pipeline at the location of the break, including any external repairs previously undertaken at the same location;
3. operating conditions of the pipeline preceding the break;
4. the use of sleeves as a repair technique on the pipeline;
5. the operations, maintenance and safety procedures, including training of employees, applicable to company responses to leaks in the pipeline, and especially leaks of natural gas liquids; and
6. possible measures to prevent a recurrence of the accident.

The mandate of the Board with respect to this inquiry derives from Sections 20 and 39 of the NEB Act. Section 20 provides that the Board may hold a public hearing in respect of any matter if it considers it advisable to do so. Section 39 provides that the Board's mandate is to promote safety in the operation of a pipeline and that it is expressly empowered to make regulations providing for the protection of property and the environment and the safety of the public and of the company's employees in the construction, operation and abandonment of a pipeline.

# Chapter 2
# Investigation

## 2.1 Circumstances Surrounding the Accident

On 19 February 1985 the pipeline control operators commenced their daily shift at the Edmonton Terminal Control Centre (terminal) rather than IPL's main Jasper Street control centre. This procedure is consistent with the Company's policy which stipulated that one shift per month must be operated from the terminal in order to familiarize operators with the back-up terminal control centre.

The morning shift started at 07:00 hrs. The terminal operating consoles are identical to those located at the main control centre. Mr. Richard Dickhouf, an operator trainee, was operating Lines No. 1 and 3 from the start of his shift.

Prior to 11:56 hrs., IPL was injecting a 34 102 $m^3$ batch of NGL into Line No. 1 at Edmonton. At the same time, IPL was delivering refined petroleum products (RPP) out of Line No. 1 at IPL's Regina pump station. At 11:56 hrs. the injection of NGL into Line No. 1 at the Edmonton pump station was completed and the injection of a batch of synthetic crude oil began. This change in product stream caused the discharge pressure at Edmonton to increase. After 11:56 hrs., the suction pressure at the next downstream station, Hardisty, had started to increase reflecting the increase in pressure in the pipeline due to the introduction of synthetic crude oil.

At 12:23 hrs., in order to reduce the high suction pressure at the Hardisty pump station, Mr. Dickhouf requested the Edmonton terminal operator to decrease the pumping horsepower at Edmonton. At about 12:24 hrs., a rapid drop in suction pressure at the Edmonton station was noted followed a few seconds later by a drop in suction pressure at Hardisty. These pressure fluctuations were attributed to the change in pump units at Edmonton. The Edmonton pump station then began to throttle on low suction pressure. A check with station personnel as to possible problems with pump units indicated that everything was satisfactory. Monitoring of pipeline operations continued.

At 12:37 hrs., pump unit no. 1.3 at the Edmonton pump station automatically shut down and locked out. Mr. Dickhouf contacted his supervisor, Miss Wendy Nicholson, to discuss the Line No. 1 situation and review the previous operating information. At about 12:42 hrs., a further check with the Edmonton terminal operator was made to determine whether the lock-out was caused either by booster pump or by valve-related problems. The operators concluded that no such problems existed. After completion of the review of the Line No. 1 operating conditions, Mr. Dickhouf and Miss Nicholson informed Mr. Ed Trudel, the senior shift dispatcher, of the operating conditions on Line No. 1. He reviewed the Line No. 1 data and noted the following:

1. unit no. 1.3 had locked out at the Edmonton pump station;
2. unit no. 1.1, also at Edmonton, was in the starting sequence; and
3. the Hardisty pump station was throttling on low suction.

He attributed the third point to the lock-out of the pump unit at Edmonton. As unit no. 1.1 at Edmonton began pumping, the line appeared to slowly return to normal operating pressure. Mr. Trudel suggested decreasing the pumping power out of Hardisty to eliminate the throttling problem. This was done and the suction pressure began to rise. At this point Mr. Trudel suspected a leak because of the slow pressure increase between Edmonton and Hardisty.

At approximately 13:00 hrs., a telephone call was received by Mr. Trudel from Mr. Ken Lien, a landowner, reporting a vapour cloud in a field adjacent to the Ryley road located approximately 27 km northeast of Camrose (see Appendix I). At about 13:03 hrs. Mr. Trudel instructed Mr. Dickhouf and Miss Nicholson to shut down Line No. 1. Then he advised Mr. Lien of the hazards of NGL and requested that he assist IPL in the barricading of the road until IPL personnel arrived at the site. Mr. Trudel informed Mr. Merv Guthrie, maintenance foreman of the IPL Edmonton pipeline maintenance crew, and Mr. Joe Smith, terminal foreman at the Edmonton terminal, of the Line No. 1 pipeline leak.

Mr. Smith, in turn, notified Mr. Bert Sirois, IPL District Manager, Operations District No. 1 and Mr. Wayne Sartore, District Engineer, of the leak. Two IPL electrical maintenance personnel based in Camrose, Mr. Mark Stronski and Mr. Terry Wagner, were dispatched to the leak site to man road barricades.

Between 13:00 and 14:00 hrs., a passing motorist informed the Royal Canadian Mounted Police (RCMP) detachment in Camrose about the vapour cloud. The RCMP relayed this report to IPL's head office in Edmonton. IPL requested RCMP assistance in detouring traffic on the Ryley road. The IPL Kerrobert maintenance crew was also alerted and requested to respond to the leak. They were to be used to relieve the Edmonton crew.

At approximately 14:30 hrs. Messrs. Guthrie and John Armstrong, a pipeline maintenance man, arrived at the north barricade on the Ryley Road in Mr. Guthrie's station wagon. Shortly afterwards, other pipeline maintenance personnel, Messrs. Doug Bone, Les Cowie, Kerry Kelsey and Richard Wack began arriving. These men arrived in two vehicles, a 3/4-ton pickup truck and a 2 1/2-ton welding truck. Messrs. Bone and Cowie were assigned to man the south barricade on the Ryley Road (see Appendix II). Messrs. Kelsey and Wack were instructed to return to Edmonton and load equipment for the repair work.

At this time, weather conditions at Edmonton International Airport, the nearest official weather recording office to the leak site, were overcast, with a west by southwest wind blowing at approximately 11 km/h and temperatures in the range of 0 to +2°C. The airport is approximately 75 km due west of the leak site. The site itself had a light cover of snow.

At the time of the leak the IPL maintenance crews were equipped with two lower explosive limit (LEL) gas detectors. One instrument was carried by the maintenance foreman in his vehicle while the other was kept in the 2 1/2-ton welding truck. Between 14:30 and 16:00 hrs., using these two LEL gas detectors, IPL maintenance personnel conducted a detailed survey of the leak site, the Ryley Road and nearby residences to the west of the leak site (see Appendix II).

At about 15:30 hrs. Mr. Sartore arrived at the north barricade on the Ryley Road. Messrs. Sartore and Guthrie surveyed the leak area using Mr. Guthrie's LEL gas detector and approached to within approximately 12 m of the leak from the upwind or southwest side (see Appendix III). They noted that the ground over the pipe had been pushed upward in two places at the point where the NGL was spewing out of the ground. At approximately 16:30 hrs. using radio communication, Mr. Sartore provided Mr. Sirois, at the Edmonton terminal, with an assessment of the situation at the leak site. Mr. Sartore outlined the wind direction, the area of a liquid pool on the snow, the disturbed ground, the spewing gas, the fact that the leak was located in or near a slough and the high ground to the northwest. Mr. Sartore also told Mr. Sirois that it was a major break and the option of flaring should be seriously considered for three prime reasons:

1. the uncertainty of gas pocket locations;
2. the fact that without flaring they would be relying on the wind maintaining its direction; and
3. that darkness would be on them in an hour and one-half.

Mr. Sartore indicated that there were pockets located in a low-lying area which appeared to contain NGL vapours.

Mr. Sirois responded that he was hesitant to flare and gave the following reasons:

1. because of his past experience with a pipeline fire where two men had been killed;
2. that flaring would delay the completion of repairs; and
3. that, with the wind direction and the barricades on the Ryley Road, the situation was under control.

Instead, Mr. Sirois recommended that work begin on installing an upstream stopple and that the flaring option be discussed later.

From his office at the Edmonton terminal, Mr. Sirois contacted Mr. Don Ross, Director of Operations, and informed him of the line break situation. Mr. Sirois expressed his reluctance to flare, citing the three reasons he had previously given Mr. Sartore to support his position. Mr. Sirois did not relay the recommendation of Messrs. Guthrie and Sartore to flare the escaping vapours. Mr. Ross gave Mr. Sirois full permission to flare the escaping vapours if it was felt necessary.

At about 17:20 hrs., Mr. Sirois again spoke with Messrs. Guthrie and Sartore by radio and told them that he (Mr. Sirois) was still reluctant to flare unless the people in the field believed it to be 100 percent safe and saw no other option. It would then be their prerogative as supervisors on site to consider flaring. Mr. Sirois again recommended the installation of an upstream stopple. At this point, Messrs. Sartore and Guthrie, the supervisors on site, concluded that the option of flaring had been ruled out for the time being. Mr. Sirois, in his testimony, stated that he never considered the option of flaring to have been ruled out.

Earlier that afternoon, IPL Edmonton terminal personnel had been in contact with Kach Construction and had requested that a Gradall and an operator be dispatched to the leak site. A Gradall is a self-propelled excavation machine similar to a back-hoe but with an articulated bucket mounted on a telescoping arm. The Gradall would be used to excavate around the pipeline so that repair work could begin. At approximately 17:30 hrs. the Gradall, driven by Mr. Dennis Froese, arrived at the north barricade on the Ryley Road. It was just starting to get dark at this time.

Mr. Sartore testified that he and Mr. Guthrie decided it would be best to gain access to the leak from the west side of the field. The reasons he gave for this decision were that the winds were light and blowing from the west and the land elevation was slightly higher and sloped downward towards the leak site (see Appendix III for a detailed plan of the leak site).

At about 18:00 hrs., work began on an access road through the field to the site selected for the installation of the upstream stopple. A Caterpillar front-end loader, tractor model no. 955, driven by Mr. Guthrie, was used for this job. This piece of equipment had been delivered earlier to the leak site by Mr. Conrad Vachon, a pipeline maintenance man, who had returned to Edmonton for additional equipment. Mr. Armstrong followed the tractor in Mr. Guthrie's station wagon and Mr. Froese followed in the Gradall. Mr. Sartore remained at the north barricade. The location of the upstream stopple site was left as a field decision between Messrs. Sartore and Guthrie. However, Mr. Sartore testified that he did not discuss the final location of the upstream stopple site with Mr. Guthrie. IPL's management, in their testimony, contended that the individuals involved were setting up facilities from which to commence a stopple repair. The site where the equipment was, in fact, set up was below the high ground upstream of the leak site, at approximately the same elevation as the leak and approximately 220 m upstream of the leak (see Appendix III).

Between 19:30 and 20:30 hrs. a number of events took place. Mr. Richard Wack, a pipeline maintenance man, arrived from Edmonton at the south barricade on the Ryley road. The barricade was manned by Messrs. Cowie and Bone. Mr. Wack was driving a 3/4-ton pick-up truck, towing a diesel-driven portable lighting plant. Messrs. Bone, Cowie and Wack attempted, without success, to start the lighting plant at the barricade.

Mr. Wack had two additional gas detectors in his truck, which had been obtained from the Edmonton terminal. One device was a LEL gas detector, although not the same type of detector that the crew members had in their possession, while the other device was a toxic gas detector for the detection of hydrogen sulfide. Mr. Wack attempted to contact Mr. Guthrie by radio to notify him of his arrival at the south barricade. Mr. Guthrie at that time was operating the Caterpillar tractor constructing the access road, so Mr. Wack spoke to Mr. Armstrong who was in Mr. Guthrie's station wagon and told Mr. Armstrong that he had brought additional gas detectors from Edmonton. At the south barricade, Messrs. Bone and Cowie had in their possession a LEL gas detector which Mr. Bone had used earlier in the afternoon. Mr. Bone had used this device to check the vapour cloud drifting across the Ryley Road, between the north and south barricades, a distance of approximately 0.4 km away from the leak site.

During this time period, 19:30 to 20:30 hrs., Mr. Armstrong testified that, after completing construction of the access road, he and Mr. Guthrie surveyed the leak site using hand-held flashlights. He also said that Mr. Guthrie's gas detector, which initially had been brought to the leak site in Mr. Guthrie's vehicle, had become inoperative. He informed Mr. Guthrie of Mr. Wack's arrival at the south barricade with additional gas detectors. After the inspection of the break, Mr. Guthrie instructed Mr. Armstrong to construct a snow-buffer between the work site and the west side of the leak site (see Appendix III). Mr. Guthrie instructed Messrs. Wack and Bone, by radio, to take the 3/4-ton pick-up truck and lighting plant into the work site using the west access road. Mr. Bone left the LEL gas detector used by him earlier in the welding truck at the south barricade and went with Mr. Wack to the work site in the 3/4-ton truck. On arrival at the work site Mr. Wack informed Mr. Guthrie that he had two gas detectors in his truck. About this time, Mr. Kelsey, returning from Edmonton in a 2 1/2-ton truck, arrived at the leak site. Before Mr. Armstrong completed the construction of the snow buffer, he was instructed to help Messrs. Bone, Kelsey and Wack start the lighting plant. At this time the members of the maintenance crew were located approximately 220 m west of the pipeline break.

The lighting plant consists of an electric generator driven by a small diesel engine with a 12-volt battery. The electric generator supplies power to a bank of floodlights mounted on a fold-down mast. All this equipment is mounted on a single axle trailer that can be towed by a light truck. The lighting plant which was said to have a history of being difficult to start in cold weather, would not start on its own in this instance. A first attempt to jump-start the unit using the 12-volt battery on the 2 1/2-ton truck was unsuccessful. Mr. Armstrong brought the Caterpillar tractor, model no. 955, alongside the lighting plant. The men tried to jump-start the lighting plant using the 24-volt battery

on the Caterpillar while spraying "Quick-Start", an ether- based chemical, into the air intake of the engine. This attempt was also unsuccessful and Mr. Froese suggested they try to jump-start the unit using the Gradall which had a more powerful 12-volt battery. The Caterpillar tractor was moved away and the Gradall was brought alongside. Again, using Quick-Start and the Gradall's battery, they attempted to start the lighting plant. During this attempt the lighting plant backfired and flames shot out from the exhaust. Finally the unit started and the Gradall was moved away and parked. Shortly after, the lighting plant stalled again and the Gradall was brought back to restart the lighting plant. During this time, Mr. Armstrong was also instructed by Mr. Guthrie to take the line locating equipment and commence locating the three pipelines in the area. However, he could not perform this task because he found that the unit was not functioning due to drained batteries.

Coincident with the activities at the leak site and shortly before 20:30 hrs., Messr. Ross and Don Savard, Western District Manager, arrived at the Edmonton terminal. Their plan was to pick-up Mr. Sirois and proceed to the leak site.

At about 20:30 hrs., Messrs. Kelsey, Wack, Armstrong and Bone were discussing the smell of gas in the air around them. Mr. Wack again informed Mr. Guthrie of the presence of the extra gas detectors at the leak site. Messrs. Armstrong and Wack had also noticed what appeared to be a ground fog around their legs. Also they noted the vehicles were stalling or idling roughly and the lighting plant again had stalled. At this point in time Mr. Kelsey got into the 2 1/2-ton truck to either shut it off or restart it. Almost immediately Mr. Froese saw a ball of flame erupt in the cab of Kelsey's truck and quickly engulf the whole leak site. All six men at the site were caught in the fire ball. Only Mr. Bone was able to escape unhurt. In addition, six pieces of equipment were destroyed or damaged. The location of this equipment at the time is shown in Appendix III.

The fire burned for almost two days, until about 19:00 hrs., on 21 February 1986, when the fire was extinguished by introducing nitrogen into the pipeline simultaneously from two stopple valve sites located upstream and downstream of the accident site.

### 2.2 Injuries as a Result of the Accident

Mr. Merv Guthrie and Mr. Kerry Kelsey received third degree burns to 80 percent and 90 percent, respectively, of their bodies. Both men died in hospital some time later.

Mr. John Armstrong and Mr. Dennis Froese received third degree burns to 50 percent and 70 percent, respectively, of their bodies.

Mr. Richard Wack received third degree burns to 30 percent of his body.

Mr. Doug Bone was uninjured.

### 2.3 Damage to Vehicles and Equipment and Loss of Product

A station wagon, a 3/4-ton pick-up truck and a 2 1/2-ton truck were destroyed in the fire. The Gradall, the Caterpillar tractor model no. 955 and the lighting plant were slightly damaged by the fire. It is estimated that approximately 2 800 $m^3$ of a mixture of propane, butane and condensate was lost as a result of the pipeline break and fire.

### 2.4 Previous Pipeline Repairs at the Accident Location

On 19 February 1985, IPL's Line No. 1 suffered a break at KmP 84.12. The carrier pipe fractured adjacent to a full encirclement sleeve which had been installed on 26 July 1973 (see Appendix VI).

Full encirclement sleeves have been used by IPL for repairing areas of the pipeline which have sustained damage by corrosion, dents, gouges, buckles and other similar causes. The sleeve in question at KmP 84.12 was installed over a series of corrosion pits which had penetrated through 60 percent of the pipe wall thickness at their deepest point. The maximum axial length of the pitted area, including interaction between defects, was 75 mm.

Every five to six years, IPL surveys its pipelines for corrosion damage using an internal inspection tool referred to as a "Linalog" pig. Anomalies detected by the inspection tool are excavated and inspected by IPL's maintenance crews. If corrosion pitting is found, an evaluation is made of its severity by considering pit depth and length. Criteria for the evaluation of the severity of the corrosion pit and the method of repair have been established by IPL in the form of tables. The crew foreman consults the tables to determine whether the corrosion pit may be cleaned and recoated only, or if the installation of a sleeve is required.

A Linalog survey of Line No. 1 between Edmonton and Hardisty was done early in 1973. The results were forwarded to Edmonton district authorities on 15 March 1973. The survey indicated the presence of corrosion at KmP 84. The area was excavated, inspected, and a sleeve was welded to the pipeline at KmP 84.12 on 26 July 1973. The design of this sleeve was similar to that shown on IPL drawing no.: A-3.701-6250-0-0,

dated 12 July 1973 (see Appendix IV). The sleeve had a length of 406 mm. Its ends were fillet welded to the carrier pipe forming a closed vessel capable of retaining pressure. IPL has performed such welding routinely while the pipeline has been filled with liquid and in service.

IPL's Welding Procedure Specification WP-2, dated 9 February 1973, was in effect at the time of the installation of the sleeve at KmP 84.12, and was used for the fillet welding of the sleeve to the pipeline. However, this procedure had not been qualified in accordance with the requirements of the applicable CSA Z183 in force at that time. Following completion of installation of the sleeve at KmP 84.12 in 1973, nondestructive testing of the welds was not performed by means such as radiography, ultrasonics or magnetic particles. As the normal practice is to perform an external visual inspection of newly completed welds, IPL's pipeline maintenance crew would likely have performed a visual inspection of these welds.

Once the sleeve installation was completed, the pipeline was backfilled using the previously excavated material. No special pipe padding or backfilling procedures were employed. Since the work was being performed in summer, frozen backfill material was not present.

On 17 December 1981, IPL installed a second sleeve, 4.7 m downstream of the sleeve installed at KmP 84.12 in 1973. It is possible that, while excavating the pipeline to inspect for corrosion in 1981, the soil, on which the previously installed sleeve rested, may have been disturbed. Ultrasonic testing was performed on the newly installed sleeve six days later. During these six days, freezing of the excavated material would likely have occurred. If this frozen soil was then used for backfilling it is likely that it would have been placed around the pipe with very little compaction which could have resulted in inadequate support of the pipe. The new sleeve was of a size and design similar to the first. It too was intended to reinforce a series of non-leaking corrosion pits (see Appendix VI).

A number of other full encirclement sleeves were present on Line No. 1 in the vicinity of KmP 84.12 as well. The 730 m segment of Line No. 1, from KmP 83.8310 to KmP 84.5617, contained a total of 16 sleeves at the time of the break on 19 February 1985.

The portion of Line No. 1, between approximately KmP 83.90 and 84.11, lay in a slough, a low-lying swampy area. The sleeve at KmP 84.12 was located at the eastern edge of the slough in a transition zone between dry and wet ground.

## 2.5 The Pipeline System

### *2.5.1 Description of the IPL Pipeline System*

The IPL pipeline system between Edmonton, Alberta and Gretna, Manitoba, essentially consists of three parallel pipelines. In addition, some areas have been looped by a fourth line.

Line No. 1, the original IPL pipeline, was constructed during the summer of 1950. The pipe diameter is 508 mm, decreasing to 406.4 mm downstream of Regina. Line No. 2, 610 mm in diameter, was constructed in stages between 1953 and 1958, while Line No. 3, 864 mm in diameter was begun in 1962 and completed in 1969. The first loops of the 1219 mm Line No. 4, were installed in 1973, however, to date, this line has not been completed.

The closest pumping facilities to the KmP 84.12 break site were at the Edmonton terminal, KmP 0.00 (upstream), and at the Hardisty station, KmP 175.45 (downstream). At KmP 84.12 the Line No. 1 pipe was nominally 508 mm O.D. x 7.9 mm W.T. The specified minimum yield strength was 359 Mpa. The pipe had been manufactured by A.O. Smith, using the longitudinal seam, flash welding method.

For protection against corrosion, the pipe had been coated in the field at the time of laying, using a coal tar enamel reinforced with fibre wrap. An additional barrier to corrosion was provided by a cathodic protection system employing impressed current and sacrificial anodes.

A schematic of the IPL Line No. 1, between Edmonton and Hardisty stations, is provided in Appendix I. Mainline sectionalizing valves and station locations are shown, as well as the location of the line break at KmP 84.12. Table 1 gives additional information with respect to each valve location, including whether the valve is operated by hand or by power or if remotely operated.

Upstream of the break location, the nearest Line No. 1 sectionalizing valve was the remotely operated valve located at KmP 69.40 at an elevation of 757.428 m. Downstream, a hand-operated valve was located at KmP 93.84 at an elevation of 703.478 m, and a remotely operated valve was located further downstream at the Strome station, KmP 112.19, at an elevation of 690.372 m.

On 20 September 1976, Line No. 1, between KmP 50.9 and KmP 111.5, successfully underwent hydrostatic re-testing. The line was subjected to a test pressure of 8673 kPa for 8 hours. A maximum operating pressure of 6521 kPa was subsequently authorized by the NEB. The pressure at the time of failure on 19 February 1985 was estimated by IPL to be 4756 kPa.

### *2.5.2 Natural Gas Liquids*

Natural gas liquids (NGL) consist of a group of compounds in the light hydrocarbon range found in natural gas wells. NGL are stripped out of the natural gas and are used as a feedstock for the petrochemical industry.

While under elevated pressure, NGL exist in a liquid form. However, when released to the atmosphere, NGL vaporize and cool the surrounding air, condensing any water vapour and causing it to appear as a white fog. Because of this cooling property, NGL splashed on the body will have a freezing effect.

NGL vapours are heavier than air and will collect in low-lying areas or ground depressions. They tend to move with wind or downhill by gravity.

The lower and upper limits of flammability indicate, respectively, the percentage of NGL vapours in air below which and above which flame will not propagate. Mixtures within these limits are extremely flammable.

If air containing concentrations of NGL vapours of 5 percent or less than the lower flammable limit is inhaled, most people will not notice any effects. However, breathing air containing higher concentrations can have an intoxicating effect followed by unconsciousness due to a lack of oxygen.

The NGL stream involved in this accident was composed of 45 percent propane, 35 percent butane and 20 percent condensates by liquid volume. Condensates, sometimes referred to as natural gasoline, are liquid hydrocarbon mixtures formed in gas recycling plants through the expansion and cooling of the gas stream. The lower and upper flammable limits were, respectively, 1.1 percent and 9.5 percent. The pure propane and butane portions of an NGL mix are almost odourless. However, the condensates have an odour similar to gasoline but stronger and more unpleasant.

## 2.6 Metallurgical Examination of the Line Break

At the request of IPL, the Welding Institute of Canada carried out a metallurgical investigation of the Line No. 1 failure which occurred on 19 February 1985. Examination of the break revealed that Line No. 1 failed in the immediate vicinity of a full encirclement sleeve that had been welded to the carrier pipe. The fracture occurred along the toe of the sleeve to pipe fillet weld and was observed to have initiated at the bottom of the pipe at the six o'clock position (see Appendix VI).

Further examination revealed that the fracture originated from a crack, 483 mm in length, situated in the heat affected zone (HAZ) associated with the sleeve fillet weld. The crack followed exactly every ripple of the fillet weld toe where it met the outside surface of the pipe. The crack had penetrated to a maximum 2.97 mm or 37 percent of the pipe wall thickness.

The crack in the weld HAZ was determined to have been caused by a hydrogen induced cracking mechanism. The metallurgical investigation determined that the crack had been formed at the time of the installation of the sleeve in 1973.

Final failure occurred due to the sudden propagation of the pre-existing crack, by brittle cleavage, when the level of longitudinal strain in the pipeline at the defect location exceeded a critical value. The strain required to produce defect propagation was estimated by calculation (Engineering Critical Assessment). It was shown that an applied axial strain of close to 0.2 percent would be necessary to initiate brittle fracture from the pre-existing crack. Since operating pressures were not sufficient to produce such axial strains, other mechanisms causing downward bending of the pipe, such as loss of ground support or frost heave, were likely responsible.

The chemical composition of the line pipe steel was typical of the pipe manufactured for the early IPL lines, as well as other pipeline systems of that period (see Table 2). These steels are characterized by high carbon content relative to the high strength pipe steels manufactured after the early 1970's. This elevated carbon content, combined with the high cooling rates associated with welding on liquid-filled pipe, resulted in a hardened martensitic HAZ microstructure, extremely susceptible to hydrogen cracking.

The solidification patterns on the fillet weld surfaces showed that the welds had been deposited using a vertically downward progression.

Testing proved the tensile properties of the pipeline involved in the failure to be well above the minimum requirements. There was no evidence of crack growth in service due to metal fatigue.

## 2.7 Similar Breaks on the IPL System

### *2.7.1 Pipeline Incident of 23 February 1983*

On 23 February 1983, a pipeline break occurred on IPL Line No. 1 at KmP 82.3. In many respects, this break was similar to the one at KmP 84.12. The line suffered a complete circumferential fracture in the immediate vicinity of a full encirclement sleeve (see Appendix VII).

The sleeve at KmP 82.3 was installed on 9 February 1982, approximately one year before the pipeline

break. The ends of the sleeve were fillet welded to the pipeline while it was liquid-filled and operating under reduced pressure. The design of the sleeve was similar to that shown on IPL drawing D-3.0-9249-0-0 (see Appendix IV). It was 610 mm in length.

IPL welding procedure specifications UF-04 and UF-08, both dated 21 October 1981, were in effect during February 1982 and were applicable to the fillet welding of sleeves onto the pipeline. Testimony indicates that UF-04 was the procedure used to perform the sleeve to pipe fillet welds at KmP 82.3. IPL began qualifying fillet weld procedures after 1980 and UF-04 was tested and qualified in accordance with the requirements of CSA Z183 under this Company policy. Qualification of a welding procedure involves carrying out various tests stipulated by the CSA Z183, the objective of which is to demonstrate that welds having suitable mechanical properties and soundness can be made by the procedure in question.

The fillet welds performed on 9 February 1982 for the installation of the sleeve at KmP 82.3 were ultrasonically inspected some eight days later. No defects were found.

Since the installation of this sleeve was carried out in winter, the soil used for backfilling would likely have frozen to a significant extent. The sleeve was located in the transition area between an open field and a slough.

Following the 23 February 1983 break, a metallurgical failure investigation was carried out by the Welding Institute of Canada at the request of IPL. It was found that final failure occurred due to sudden propagation by brittle cleavage, of a pre-existing hydrogen crack. The defect was centred about the six o'clock position on the pipe, was approximately 210 mm in length and had penetrated to a maximum depth of 3.7 mm or about 46 percent of the wall thickness. There was some evidence of limited crack growth by metal fatigue prior to the final failure.

The chemical composition of the carrier pipe involved in the failure is given in Table 2. In addition, the pipe steel was heavily segregated exhibiting carbon contents of 0.4 percent and higher in the region of failure. The chemical composition and segregation are typical of the early rimmed, grade X52, pipeline steels manufactured prior to the early 1970's. The carbon equivalent of the failed pipe (0.49 percent), was significantly outside the range of validity of IPL welding procedure UF-04 (0.41 percent max).

The microstructure of the fillet weld coarse grained HAZ, in which the hydrogen induced cracks had initiated, consisted entirely of martensite, a microstructure extremely sensitive to hydrogen induced crack formation.

Propagation of the pre-existing hydrogen crack and final failure occurred when either the crack grew slightly in service to a critical size or when the stress acting on the defect increased to a critical level. The latter may have been due to a change in service conditions, ground temperature or a loss of pipe support.

The sleeve at KmP 82.3 had been welded over numerous corrosion pits, the deepest having penetrated 3.20 mm or 40 percent of the wall thickness. Upstream of the failure location two additional 305 mm long sleeves were present within 4.0 m. A 915 mm long sleeve was present within 2.6 m downstream of the fracture. Thus within a distance of 6.6 m there were four sleeves.

### *2.7.2 Pipeline Incident of 8 March 1976*

IPL's Line No. 3 suffered a break on 8 March 1976, near KmP 121, approximately eight kilometres downstream of the Strome pump station. NEB staff investigated the causes of this break and prepared a report under NEB File No. G1795-J1 (May 1977). An internal IPL report, dated 12 May 1976, was also prepared.

In January 1974, IPL excavated the Line No. 3 pipeline in the vicinity of KmP 121 for maintenance purposes. Two sections of pipe, 11.6 m and 6.1 m in length, were removed and replaced with pipe manufactured in 1969. The repair pipes were joined to the remainder of the line using "weld + ends" couplings. The "weld + ends" were then fillet welded to the carrier pipe. As well, several full encirclement sleeves were installed in the same vicinity.

While no specific welding procedure had been established for fillet welding the coupling to the pipe, it was usual practice to perform the welds after the pipeline had been returned to service. The welds would have been performed with oil flowing under reduced pressure. A multi-pass welding technique was employed using cellulosic welding electrodes for the first passes, and low hydrogen electrodes for the final passes. Nondestructive testing of the fillet welds was not carried out, since IPL only began to perform such testing two years later, in 1976.

On 8 March 1976, Line No. 3 fractured immediately downstream of one of the "weld + ends" couplings at KmP 121. The carrier pipe involved in the break, was the 6.1 m long repair pipe that had been installed in 1974. Immediately upstream of the coupling were two full encirclement sleeves covering a combined length of 3.53 m (see Appendix VIII).

Examination of the fracture showed that failure initiated at a pre-existing hydrogen induced crack, present along the fillet weld toe for almost the complete length of the fracture. The crack had penetrated up to 35 percent of the carrier pipe wall and was likely

formed soon after the fillet welds were made. The fracture was centred on the bottom of the pipe and had arrested at about the 9:30 and 2:30 o'clock positions. The HAZ of the final pass consisted of martensite and lower bainite, microstructures highly susceptible to hydrogen induced cracking.

The chemical and mechanical characteristics of the line pipe material involved in the failure were typical of a grade X52 semi-killed pipe steel manufactured prior to the early 1970's. The carbon equivalent was calculated to be 0.44 percent (see Table 2).

Propagation of the pre-existing crack was likely caused by bending stresses resulting from poor bearing support beneath this particularly heavy section of pipeline located within a slough area.

#### *2.7.3 Similarities Between the Pipeline Failures of 19 February 1985, 23 February 1983, and 8 March 1976*

1. Final pipe failure in each of the three incidents mentioned, resulted from the propagation of pre-existing hydrogen induced cracks, present within the heat affected zones of circumferential fillet welds. The cracks had been formed soon after the time the fillet welds were made;
2. The welds had been applied to join full encirclement devices to the carrier pipe. In each case, the welding was performed while the pipeline was liquid-filled and operating;
3. The presence of the hydrogen induced cracks was not detected at completion of the fillet welds. This was because either no post-weld nondestructive testing was performed, as in the case of the 19 February 1985 and 8 March 1976 incidents, or because the nondestructive testing was ineffective, as in the case of the 23 February 1983 incident;
4. In each case, the line pipe steel involved in the failure had a chemical composition which was typical of the grade X52 pipe manufactured prior to the early 1970's. This composition resulted in steel prone to the formation of high hardness martensite in the weld HAZ, a microstructure highly susceptible to hydrogen cracking;
5. Defect propagation and final failure occurred some time after completion of welding, when the stresses applied to the pipe exceeded a critical value. In each case, propagation initiated near the six o'clock position suggesting that the stresses resulted from downward bending of the pipe; and
6. Prior to each of the similar incidents, the failure area had been excavated and backfilled under winter conditions. Each of the breaks occurred within or near a slough.

### 2.8 Regulatory and Code Requirements

#### *2.8.1 Regulatory Requirements Concerning Pipeline Maintenance Work*

The NEB under its statutory powers has made the Oil Pipeline Regulations (Regulations). These Regulations were enacted on 28 September 1978. They are legally binding and apply to every company operating an oil pipeline under the Board's jurisdiction.

In addition to the requirements specifically prescribed by the Regulations, companies are bound, under subsection 3(2) of the Regulations, to comply with the CSA Standard Z183 "Oil Pipeline Transportation Systems" (CSA Z183).

With respect to pipeline maintenance and maintenance welding, the following requirements have been applicable to high vapour pressure pipelines since 28 September 1978:

1. Operating companies shall include in their manual of procedures governing the maintenance and repair of oil pipeline facilities, a welding procedure specification, qualified in accordance with clause 5.6 of CSA Z183;
2. Permanent pipeline repairs or removal of defects shall be in accordance with clauses 5 and 6.3 of CSA Z183, except where specifically prohibited in clauses 9.16.4.2 and 9.16.4.3;
3. All repairs and procedures shall be in accordance with API RP 1107, "Recommended Pipeline Maintenance Welding Practices", except that patching, puddle and lace welding shall be prohibited;
4. Removal or repair of weld defects shall be in accordance with one of the following:
   (a) cut out as a cylinder;
   (b) sealed off by the installation of a full encirclement welded split sleeve;
   or
   (c) in accordance with clause 5.10 of CSA Z183;
5. After the permanent repairs have been completed, the repairs shall be:
   (a) inspected for welding defects, in accordance with clause 6 of CSA Z183; or
   (b) retested to determine the maximum allowable operating pressure, in accordance with clause 7 of CSA Z183;

6. Use of saddles as permanent repairs to a pipeline is prohibited;

7. A company shall nondestructively test all permanent repair welds prior to resuming the operation of the pipeline;

8. Full encirclement devices used on a pipeline shall not be located closer than 12 m to each other;

9. The distance between the repair welds on a pipeline shall not be less than two pipe diameters; and

10. The repaired parts of pipeline facilities shall be properly supported, as set out in sections 12, 13 and 14 of the Regulations.

Prior to the introduction, in September 1978, of requirements specifically made by the Regulations, those numbered (6) through (10) above, were not in effect. Compliance with requirements (1) through (5), contained within CSA Z183 since the March 1973 edition, was voluntary prior to the implementation of the Regulations. CSA Z183, however, represented recommended good engineering practices, recognized by the petroleum industry.

### *2.8.2 Other Code and Regulatory Requirements*

Several sections of both the Regulations and CSA Z183 deal with public and employee safety and the safe operation of pipelines, including those transporting NGL.

Section 99(1) of the Regulations states that: "In addition to the requirements set out in this Part and in CSA Z183 with respect to the operation, maintenance, repair, deactivation and abandonment of a pipeline, every company shall establish and maintain manuals and procedures applying to the company, its employees and its agents in operating, maintaining, repairing, deactivating and abandoning its pipeline."

Section 100 of the Regulations states, amongst other things, that: "The manuals referred to in subsection 99(1) shall adequately cover:

1. Emergency procedure information, such as:
   (i) personnel to be contacted in case of an emergency and their respective responsibilities,
   (ii) warnings to be given,
   (iii) types and locations of available equipment,
   (iv) safety precautions to be followed,
   (v) agencies to be contacted, etc."

Section 157(3) of the Regulations states that: "A company shall, in cooperation with the appropriate local authorities, formulate plans for evacuating people from the vicinity of the pipeline under emergency conditions."

Clause 9.12.1 of CSA Z183 states that: "Personnel working with HVP materials shall be well informed of the physical characteristics and behaviour of such materials under all conditions likely to be encountered."

Clause 9.12.4 of CSA Z183 states that: "Particular attention shall be given to surface terrain, direction and velocity of the wind, and the effects of vegetation and buildings when approaching a possible HVP leak. Immediate isolation from, or the elimination of, all possible sources of inadvertent ignition is essential. Combustible vapour detection shall be used when investigating and cleaning vapours from any hazardous area." This requirement is reflected in IPL's manuals.

Clause 9.4.1 of CSA Z183 states that: "Each Company shall maintain a periodic oil balance for system security."

Clause 9.4.2 of CSA Z183 states that: "Devices and procedures shall be sufficiently reliable for measurement of oil movement and early detection of leaks."

## 2.9 Company Manuals

IPL has written procedures, as required by sections 99 and 100 of the Regulations, for the operation, maintenance and repair of their pipeline system as well as for safe practices. These procedures were in effect at the time of the accident.

Section Seven of IPL's Operating and Maintenance Procedures Manual covers pipeline repairs for both planned and emergency work. Some of the requirements of this section are:

1. that all work equipment and tools be in good safe working condition;

2. that all ignition sources be kept out of hazardous areas;

3. that leak areas be explored using gas detectors;

4. that employees avoid being trapped by wind changes;

5. that work equipment be located considering high ground, wind direction, etc.;

6. that all employees be familiar with the characteristics of NGL;

7. that the best course of action for a major leak may be to flare the vapour cloud once the general area has been cleared of all personnel;

8. that prior to beginning the job the supervisor discuss with all workers the procedures to be followed, the method of repair, and the responsibilities of foreman and crew; and

9. that protection of the public takes priority over repair of the pipeline.

This manual is to be used in conjunction with IPL's Safety Manual. The Safety Manual includes sections on the following:

1. recognition of hazards;

2. ignition sources;

3. description and operation of safety and personal protective equipment; and

4. characteristics of products transported in the system.

These two manuals are accessible to all members of the Pipeline Maintenance (PLM) crew (maintenance crew). As revisions are made, they are sent to the maintenance crew foreman and inserted in the applicable manual. Contractors were not provided with these manuals prior to working on IPL's system.

### 2.10 Safety-Related Matters

Prior to the accident on 19 February 1985, IPL employed a Safety and Training Advisor to administer the company safety program and coordinate employee training. Specific duties included the distribution of safety material to field staff, the revision of the supervisor's safety check list and other manuals, and the preparation of reports for provincial and federal organizations. Once or twice a year the Safety and Training Advisor would conduct safety meetings or fire drills for field personnel at the maintenance locations.

It was not a general practice for this advisor to attend leak situations unless specifically requested. No such request was made for the incident of 19 February 1985.

Although the Safety and Training Advisor only conducted safety meetings once or twice a year, the maintenance crews did attend regular monthly safety meetings conducted by their foreman at their maintenance locations. At these meetings, discussions took place on sections of the safety manuals and safety problems encountered by the maintenance crew members. Demonstrations of certain types of safety equipment, such as fire extinguishers and breathing apparatus, also occurred during these hour-long meetings.

At the safety meeting of the Edmonton maintenance crew held on 18 February 1985 just prior to the accident, the hazards of NGL and the necessity of working safely in their vicinity were discussed.

Once every four months, a Joint Industrial Council consisting of company employees and company management meet to discuss wages, benefits, and subsidies as well as safety concerns not adequately dealt with at monthly safety meetings. One such issue, which had been raised, was that of safety clothing. Company employees on the Council were told that the Company would take this issue under advisement.

As part of the safety program for a new maintenance crew member, each supervisor had a safety check list itemizing hazards which could be encountered on the job. This list was to act as a reminder to the supervisor of safety concerns, such as breathing hazards, defective or mushroomed tools, fire and explosions, which he should cover with a new or transferred employee. Once the list had been covered, the supervisor would sign it, date it, fill in the employee's name and send it to Head Office. The employee would then be given a booklet entitled "Getting our Job Done Safely", which summarized some items covered by the check list. This process would be covered only once during an employee's term in a particular department. Should the employee be transferred to another department within the company, his new supervisor would review the safety check list emphasizing the hazards of the new job.

It was not company practice for any one maintenance crew member at a work site to be responsible for safe working practices. IPL maintained that the maintenance crew foreman had the primary responsibility for safety and that it was every employee's responsibility to observe safe working practices, as covered in the manuals. IPL also maintained that on-the-job training prepared employees to work safely and efficiently.

It was not IPL's policy to inform contractors, supplying equipment and operators, of the nature of the leak. Moreover, since these operators are under the direct supervision of company employees and do not work on their own, safety training was not provided for them.

# Chapter 3
# Analysis

## 3.1 The Accident

### *3.1.1 Review of Activities at the Accident Site*

The evidence shows that IPL has made contingency plans for the evacuation of the general public in collaboration with emergency organizations in Edmonton, Regina and Sarnia. However, there are no similar plans for other populated areas. No evacuation of the general public was required as a result of the events of 19 February 1985.

The evidence demonstrates that upon arrival at the leak site the first concern of the IPL maintenance crew was to secure the work area from access by the public. The second concern was to assess the leak itself and the location of the vapour cloud. The site was successfully secured and the leak inspected.

The next step in the sequence of events was a determination of how to effect a repair. The matter was the subject of numerous discussions by radio between the field supervisors and the District Manager and by telephone between the District Manager and the Director of Operations (i.e. Messrs. Guthrie, Sartore, Sirois and Ross). After a first-hand inspection, Messrs. Guthrie and Sartore recommended flaring the gas before proceeding with the repair. Mr. Sirois was opposed to flaring the gas cloud. He favoured the installation of an upstream stopple first then a reassessment of the need to flare. On this matter of flaring, Mr. Ross indicated the men in the field had full permission to flare if they considered it necessary to do so. The evidence shows that Mr. Sirois did not relay to Mr. Ross the recommendation of Messrs. Sartore and Guthrie to flare the escaping NGL prior to installing a stopple. As well, Mr. Sirois did not communicate back, to Messrs. Sartore and Guthrie, Mr. Ross' full permission to flare the escaping gas if they considered it necessary to do so. The evidence shows that as a result, Messrs. Sartore and Guthrie were left with the impression that, unless they believed it to be 100 percent safe and they saw no other option as stated by Mr. Sirois, flaring the gas had been ruled out for the time being and a stopple should be installed. As a result, they were of the opinion that the decision with respect to flaring had been taken out of their hands.

The next step was to choose a stopple site. Mr. Sartore had discussed this matter of a stopple site with Mr. Sirois and they agreed the high ground to the northwest, as shown on profiles of the pipeline, was a relatively satisfactory location (see Appendix III). The final decision was left to the men in the field.

Shortly before the accident, Mr. Armstrong was instructed by Mr. Guthrie to take the line locating equipment and commence locating the three pipelines in the area. However, the unit was non-operational due to drained batteries.

Initially, the men at the leak site demonstrated an appreciation of the need to monitor the vapour cloud and in fact did so on a number of occasions. However, they did not show the same appreciation to monitor on a continuing basis.

Evidence presented at the inquiry shows that none of the men present at the time of the fire had ever received formal training in dealing with an NGL leak. Mr. Wack, who had brought two gas detectors to the site from Edmonton, had worked for IPL for four years. However, he did not know that one of the two detectors he was carrying was for the detection of hydrogen sulfide gases and would have been of no use for the detection of hydrocarbons.

The evidence indicates that the gases ignited at about 20:30 hrs. It had been dark for some time which would have made it very difficult if not impossible to visually observe the escaping hydrocarbon vapours. In any event, propane and butane vapours are essentially invisible under most circumstances. At the time of the ignition, there were a number of vehicles operating in the vicinity, so there were various possible ignition sources for the fire.

The evidence further indicates that the wind conditions and the location of the escaping gas were not being monitored on a continual basis. The evidence also indicates that the wind at Edmonton International Airport, some 75 kilometres westward, had shifted approximately 180° in direction during the period between 15:00 hrs. and the time of the fire. Changes in wind direction could probably have been detected

had the men at the north and south barricades been continuously monitoring wind direction.

As noted previously, several sections of both the Regulations and CSA Z183 deal with public and employee safety and the safe operation of pipelines, including those transporting NGL. At the time of the accident, IPL did not comply with certain of these requirements.

Specifically, the evidence demonstrates that at the time of the accident, the Company had no formal requirement that maintenance crew members read and understand the Operating and Maintenance Procedures Manual or the Safety Manual. Crew members were expected to become familiar with the manuals on their own.

Although several members of the crew had read sections on their own initiative, the following points demonstrate that they did not fully grasp the hazards inherent in working around NGL:

1. the vicinity of the leak was not continually monitored for wind direction or NGL vapours;
2. vehicles at the leak site were left running, constituting potential ignition sources;
3. a lighting plant, with a history of starting problems, was brought to the leak site and boosted several times, potentially constituting another ignition source;
4. although several members of the Edmonton maintenance crew became aware of a strong smell of condensate in the area, as well as the appearance of ground fogs, they did not monitor for gaseous vapours using gas detectors nor did they evacuate the leak site;
5. the vicinity of the leak area was explored after dark using only a flashlight and without a gas detector;
6. they located the work equipment on low ground and failed to monitor the wind direction;
7. prior to beginning the job, the supervisor did not inform all workers of the procedures to be followed, the method of repair, and the responsibilities of the foreman and crew; and
8. additional gas detectors brought to the site were not used.

These points emphasize the fact that the Company did not comply with the requirements of clauses 9.12.1 and 9.12.4 of CSA Z183. These points further emphasize the fact that crew members did not have adequate safety training for NGL which would have sensitized them to the risks and dangers associated with the handling of propane and butane in an uncontrolled situation such as at a leak site.

In addition to not having a standard procedure to ensure that employees read and understand the manuals, the Company did not have a standard procedure for notifying employees, other than the foreman, of revisions to them.

At the time of the accident, the Company believed that contractor employees did not require training in IPL safety procedures since such employees were directly supervised by Company employees. However, on 19 February 1985, Mr. Froese of Kach Construction, though he had initially been met by Mr. Sartore, was not informed of the type of leak under investigation or to whom he should report. Upon arriving at the site he was not introduced to any IPL personnel nor was he notified of their responsibilities. In addition, he was not informed of the Company's safety practices or procedures. These omissions on the part of the Company are contrary to the requirements of clause 9.12.1 of CSA Z183.

The preceding combination of errors in judgement, failure to comply with code requirements, inadequate training and shifting atmospheric conditions contributed to a serious accident that killed two men and injured three others.

The Board is of the opinion that the actions of Company employees involved in this incident demonstrate a lack of understanding of the products involved and a lack of appreciation of the dangers and risks associated with an NGL leak.

### *3.1.2 IPL's Review of the Accident*

Following the accident, IPL formed a Safety Task Force whose mandate was to investigate and make recommendations on the Company's overall procedures and the safety aspects of transporting petroleum products and, in particular, NGL. The Task Force achieved this by conducting meetings with field staff at all manned locations along the pipeline route and making recommendations based on comments received. As a result of this report, several changes were made to the IPL manuals. These changes include the following:

1. the use of wind socks at a repair site;
2. the need for continuous and/or frequent monitoring at a work site to determine hazardous areas;
3. the need to eliminate all ignition sources from such areas; and
4. the necessity of flaring an NGL leak once safety for the public has been determined.

IPL also decided to increase the number of safety and training personnel. The Company has maintained the position of Safety and Training Advisor and has created four new positions for Safety and Training Coordinators, two in Interprovincial and two in Lakehead. These Coordinators will report to the Division Managers.

The duties of the Safety and Training Advisor will essentially remain the same. However, he will now report to the Manager of Oil Measurement, Corrosion and Safety instead of the Manager of Employee Relations. The duties of the Safety and Training Coordinators will be to attend safety meetings on a quarterly basis, organize and assist at safety and training meetings, conduct audits and field inspections for compliance with company approved manuals, make safety and training suggestions and be present at planned work sites and major incident sites. Respecting safety at incident or work sites, should the Coordinator and foreman not agree on certain issues, there will be a work stoppage until safety concerns are resolved. The Coordinators will interface with the Advisor for coordination, guidance and direction on safety and training procedures.

IPL has recognized the need for employees to be more aware of the hazards of NGL and how to protect themselves when handling NGL. Consequently, employee attendance at flaring demonstrations, to be held every two years, will be mandatory. Records will be kept by the Coordinators to monitor such attendance. Regularly scheduled monthly safety meetings will systematically allocate time to NGL awareness training.

A systematic review of all IPL's operating manuals will be conducted at the safety meetings. Employees will also be encouraged to participate in the safety meetings by demonstrating safety equipment such as breathing apparatus and gas detectors. Consideration is also being given to having employees conduct part of these safety meetings, thereby familiarizing themselves with the subject matter.

New employees will be required to be familiar with safety manuals and operating procedures of the company before starting work and must successfully pass an examination on these manuals as a means of ensuring this familiarity. Such an examination will also be given periodically to existing employees to ensure that they maintain an awareness with the manuals. The Safety and Training Co-ordinator will maintain employee records on these examinations. New employees will also be required to sign the Supervisor's Safety Check list acknowledging that they have received instruction in areas listed. The instruction must be given and the list signed before the new employee assumes his duties.

IPL is in the process of preparing a pocket-sized personal safety manual to be distributed to each employee. A copy of this manual will also be issued for each Company vehicle. The manual will be comprised of extracts from the Company's manuals. A similar manual is being prepared for distribution to contractors prior to commencement of a job for IPL.

Each IPL employee will be issued a pair of Nomex coveralls which must be worn in leak situations and on work sites where there is a risk of fire. IPL has purchased spare Nomex clothing, to be located in the work trailer, for use by contractor employees or IPL employees should their clothing become damaged or soiled. The work trailer is to be on site prior to commencement of work.

IPL still maintains that supervisors are responsible for safe practices. However they will now be assisted by the Safety and Training Coordinators.

Other changes to safety procedures include:

1. additional portable radios for both the Eastern and Western Divisions;
2. radio receivers and transmitters for District Offices;
3. better utilization of local security agencies, police and/or RCMP to secure leak sites and alert near-by residents; and
4. the purchase of additional LEL gas detectors.

As a result of these actions, the Board is of the view that IPL's procedures now conform to the code requirements of clauses 9.12.1 and 9.12.4 of CSA Z183.

## 3.2 The Pipeline Break of 19 February 1985

### *3.2.1 Hydrogen Induced Cracking*

Metallurgical investigation has indicated that the pre-existing defect which later propagated, resulting in the incident of 19 February 1985, was a hydrogen induced weld crack. Hydrogen induced weld cracking is also known as cold cracking, underbead cracking or delayed cracking.

The conditions which, when present simultaneously, can result in hydrogen cracking are well known. Cracking may occur only in the presence of:

1. sufficiently high levels of hydrogen;
2. sufficient levels of tensile stress; and
3. a hardened susceptible microstructure.

Further, hydrogen cracking will occur only once a weld has been allowed to cool substantially to a temperature of 150°C or lower. Hence the origin of the

term "cold cracking". Absence of any of these aforementioned conditions will prevent the occurrence of hydrogen cracking.

### *3.2.2 Tensile Stresses and Hydrogen Cracking*

Tensile stresses, contributing to the formation of cracks, are generated by thermal contraction of the weld on cooling. The level of these "residual" tensile stresses is greater when welding is performed on a rigid or highly restrained structure. Externally applied tensile stresses would be in addition to the residual stresses and would further increase the likelihood of hydrogen crack formation. Efforts can be made to control the total tensile stress acting on a weldment by ensuring that weld size, geometry, fit-up, yield strengths of the plate and weld metal are optimized. Nonetheless, a certain level of residual stress is always present following welding.

### *3.2.3 Hydrogen and Weld Cracking*

During welding, hydrogen is absorbed by the weld from the arc atmosphere. During solidification and cooling the solubility of hydrogen in steel decreases and much of the hydrogen escapes by the process of diffusion. In most cases, however, weld cooling is too rapid to allow complete removal of hydrogen. The weld and HAZ may become supersaturated and prone to cracking as cooling progresses. Efforts to minimize the effect of hydrogen must seek to reduce the amount of hydrogen present in the arc atmosphere, as well as to favour its escape by diffusion from the weld and HAZ.

Hydrogen is formed under the intense heat of the welding arc through the decomposition of moisture and other hydrogenous compounds present in the welding electrode coating, and oil, grease, tar, rust, or other contamination of the workpiece. Reduction of the amount of hydrogen present therefore entails:

1. the use of welding consumables specifically formulated to contain a minimum of hydrogen producing compounds, i.e. low hydrogen welding electrodes;
2. the proper storage of the welding consumables to prevent deterioration, particularly through absorption of moisture; and
3. careful field practice to ensure that the area to be welded is adequately cleaned and protected from the elements.

The rate of diffusion of hydrogen through steel decreases rapidly as temperature falls. Techniques which result in a reduced rate of weld cooling allow a greater amount of hydrogen to diffuse and escape out of the weld deposit and HAZ, thus reducing the likelihood of cracking. Such techniques include:

1. application of pre and post weld heat; and
2. welding using increased heat input per unit length of weld.

Although weld hydrogen content may be reduced by these techniques, it cannot be totally eliminated. Even such a reduced hydrogen content may give rise to cracking, depending on the microstructure susceptibility and stress levels.

### *3.2.4 Microstructural Susceptibility to Cracking*

Slowing the weld cooling rate, in addition to facilitating the diffusion and escape of hydrogen out of the weld, results in HAZ microstructures less susceptible to cracking. In general, the hardness of a weld HAZ determines its susceptibility to hydrogen induced crack formation. The microstructural changes which may result in hardening of the HAZ are in turn determined by the chemical composition of the parent metal and the rate of cooling experienced following welding. A high carbon content in steel, as well as high cooling rates, favours high HAZ hardnesses and high susceptibility to cracking. When welding upon existing structures or components, control of the cooling rate is the only means of influencing the as-welded HAZ hardness.

Hydrogen induced cracking may occur immediately after the weld has cooled to about ambient temperature or may occur after an incubation period, depending on the hydrogen content, stress levels and microstructure susceptibility. This has given rise to the term "delayed cracking" and is why final nondestructive examination is frequently performed only after a period of about 48 hours has elapsed following weld completion, in cases where a risk of hydrogen induced cracking exists.

## 3.3 IPL Sleeve Welding Practices and Hydrogen Induced Cracking

Oil pipeline companies are required by section 9.16.2 (a) of CSA Z183 to establish and qualify a welding procedure specification for pipeline maintenance purposes. Qualification of a welding procedure involves carrying out various tests stipulated by CSA Z183, the objective of which is to demonstrate that welds having suitable mechanical properties and soundness can be made by the procedure in question.

In 1973, IPL commissioned A. Murray MacLean and Associates Ltd., metallurgical consultants, to perform trial welding of a nipple and a sleeve to a liquid-filled pipe. This study compared the properties of welds

made while the line content was static, while it was flowing, when pre-heat was applied, and when no pre-heat was applied. The report on this work concluded there was little hardening of the HAZ in any of the samples examined. It further concluded that welds made using no pre-heat and while the pipe content was flowing exhibited the most desirable HAZ microstructure.

The results reported in 1973 by MacLean essentially describe pipe steel having a very low tendency for HAZ hardening. This is in sharp contrast to the findings of the metallurgical investigations into the 19 February 1985, 23 February 1983, and 8 March 1976 failures. The MacLean report does not specify the chemical composition of the line pipe used for testing, nor does it provide details of the welding procedures used. Because of the sharp contrast between the findings of the MacLean report and the findings in respect of the above-referenced three breaks, one can only conclude that the weldability of the pipe used for the MacLean tests was not representative of the pipe involved in the three mentioned failures and perhaps of much of the IPL system installed prior to the early 1970's. If that indeed was the case, any reliance on the conclusions from the MacLean report, regarding the weldability of IPL's actual pipe, would have been inappropriate.

The welding procedure WP-2 had been established in writing by IPL for welding of full encirclement sleeves to the main line under flowing conditions. However, no testing, evaluation or qualification in accordance with clause 9.16.2 (a) of CSA Z183, was performed by IPL prior to the use of this procedure.

In addition to welding procedure WP-2 not having been adequately qualified, evidence indicates that at least one requirement of WP-2 was not respected during the installation of the sleeve at KmP 84.12. The fillet welds for that sleeve were deposited using a vertically downward progression rather than vertically upward. The characteristically higher travel speed of vertically downward welding results in a low heat input. Low heat input is unfavourable in terms of HAZ hardness as well as hydrogen escape.

Procedure WP-2 specifies the use of class E7018 low hydrogen welding electrodes. Metallurgical analysis was unable to confirm the class of electrode that had in fact been employed. However, IPL testified that low hydrogen electrodes were not used until at least two years after the installation of the sleeve at KmP 84.12 in July 1973.

Regarding control of weld hydrogen, testimony indicates that following the 23 February 1983 incident IPL put in place measures to preserve the quality of low hydrogen welding electrodes, including the use of holding ovens. When necessary, protection against inclement weather is provided and pipe surfaces are completely brushed clean prior to welding. Maintenance staff were alerted to the need to reduce hydrogen contamination of welds and were instructed in the precautions to take.

The usefulness of pre-heating or post-heating for the purpose of HAZ microstructure control is eliminated when welding on a liquid-filled pipe. Maintaining the pipe at an elevated temperature is not practicable due to the powerful heat sink of the line contents.

The welding heat input specified by procedure WP-2 was between 1.26 kJ/mm and 3.21 kJ/mm. However, since the direction of welding progression called for by WP-2 was not respected for the installation of the sleeve at KmP 84.12, the heat input stipulations of this welding procedure were likely not maintained.

The fillet weld which failed on 23 February 1983 was welded vertically up using welding procedure UF-04. A heat input of between 2.46 kJ/mm and 5.65 kJ/mm was specified for the final pass. Welding of the sleeve at KmP 84.12 in a vertically downward progression aggravated the potential for hydrogen crack formation. However, the susceptibility to cracking of this material is such that fillet welding performed vertically up also exhibited cracking.

Regarding the stresses involved in causing hydrogen induced cracking, the fillet welding of full encirclement sleeves to a pipeline is a configuration that affords few means to exercise significant control. The pipe being welded upon is rigidly restrained, so that a high level of residual stresses can be expected. Imperfections in weld bead contour, undercut, etc., could produce additional local stress intensification.

### 3.4 Nondestructive Testing

Oil pipeline companies are currently required by section 48 of the Regulations to nondestructively test all permanent pipeline repair welds. This regulation took effect in September 1978. Since 1976, IPL has been ultrasonically testing fillet welds on a regular basis. This was at times supplemented by another nondestructive testing technique referred to as magnetic particle inspection.

Magnetic particle inspection is a nondestructive testing method capable of detecting cracks which either break the surface or are located close to the surface. Defect length may be estimated but not depth.

Ultrasonic inspection is a sensitive nondestructive testing technique, well suited to the detection of planar defects such as cracks. Defect location within

a specimen, as well as defect dimensions, can be estimated. The success of ultrasonic inspection is critically dependent on the skill and diligence of the operator, who is required to perform a variety of interpretative functions. Also of importance is the nature of the test equipment and its maintenance in proper calibration.

When selecting a method for nondestructive testing, it is the company's responsibility to consider the nature of defects that may result from the welding process employed as well as the capability of the test method to detect such defects. The company may require that testing personnel demonstrate the capability of the testing procedure to detect defects and the ability of the personnel to interpret properly the indications given.

The sleeve to pipe fillet welds that failed on 19 February 1985 and 8 March 1976 were performed prior to 1976 and had, therefore, not been nondestructively tested.

The fillet weld which failed on 23 February 1983 was performed on 9 February 1982. An ultrasonic testing report was issued eight days later indicating no defects were found. The 210 mm long x 3.7 mm deep crack, which later caused this line break, went undetected.

Since IPL began ultrasonically testing newly completed fillet welds, the repeatability of the testing results has been poor. Test records are available for 216 fillet welds which have been ultrasonically examined since 1977. Cracks were detected in 2.8 percent of the welds examined. In August 1985, as part of the IPL Line Integrity Task Force work, ultrasonic testing was repeated on 26 sleeve to pipe welds that had been originally inspected and passed or repaired upon installation in 1981 and 1982. Cracking was detected in 42 percent of the welds tested.

IPL has testified that a cause for the inconsistent ultrasonic testing results was the advancements made in testing techniques and operator training in the last two years. There has indeed been a continuing evolution in this field. Further, the Board recognizes that the detection of defects at the toe of fillet welds involves a significant degree of complexity. Nonetheless, by 1977, the year IPL began ultrasonically testing newly completed fillet welds, the technique had reached a level of maturity that should have allowed the detection of many of the cracks that were missed during the original inspections. Some of these cracks were large, such as the one which caused the 23 February 1983 break. Evidence indicates that the nondestructive inspections done for IPL from 1977 to 1985 were performed without the existence of a written company inspection procedure. It was therefore difficult for the company to assure inspection consistency. The capability of the testing procedures used to actually detect defects was not verified.

The ultrasonic and magnetic particle testing performed for the IPL Line Integrity Task Force phase I, was done using the procedures developed for this purpose by the Welding Institute of Canada. A very significant improvement in crack detection rate was noted. However, the number of cracks that still went undetected, as evidenced by laboratory investigations, plus the inability of the inspections to accurately estimate defect size, are causes for concern.

It must be emphasized that nondestructive testing is intended to give an indication of the integrity of welds that have been produced in accordance with adequate and qualified welding procedures. Only on that basis can there be a reasonable assurance that the required level of weld quality has been obtained.

### 3.5 Propagation of the Pre-existing Crack

Although the hydrogen induced weld cracks associated with the pipeline breaks of 19 February 1985, 23 February 1983, and 8 March 1976 were formed shortly after completion of sleeve to pipe fillet welds, final failure only occurred between one and eleven years later. In each case the pipeline fractured when the size of the pre-existing crack, in relation to the level of stress applied to the pipe at that point and the pipe mechanical properties, exceeded a critical value required for crack propagation.

Calculations related to the 19 February 1985 incident have shown that a stress corresponding to 0.2 percent strain was required to initiate propagation of the crack. This level of stress did not result from internal pipe pressure. In each of the three incidents, propagation initiated near the bottom of the pipe. Therefore it is likely that the necessary stresses resulted from downward bending of the pipeline.

Although causes for the downward pipe bending have not been conclusively determined, certain theories have been proposed. It is known that in the case of each of the incidents the pipe had been excavated at or near the fracture location under winter conditions prior to the failures. Freezing of the backfill material was likely to have occurred and backfilling was probably performed without particular attention for proper compaction. Subsequent thawing and consolidation of the backfill material may have left the pipe with reduced bearing support.

It has also been suggested, after the 19 February 1985 incident, that a frost heave mechanism may have been responsible for the downward pipe bend-

ing. This mechanism is said to be related to the location of each of the failed sleeve welds just inside the boundaries of a slough and to the failures having taken place in late winter, when ground frost penetration was near a maximum.

In the case of the 8 March 1976 failure, downward bending may have been associated with the weight of several "welds + ends" and full encirclement sleeves in the immediate vicinity. There is some metallurgical evidence to suggest that the crack associated with the 23 February 1983 incident may have grown slightly in service by metal fatigue prior to fracture.

### 3.6 Pipeline Reinforcement by Sleeving

#### *3.6.1 Stress Sharing*

When full encirclement sleeves are applied over non-leaking pipeline defects, they are capable of carrying a portion of the hoop stress that would otherwise be sustained entirely by the carrier pipe. The proportion of the hoop stress carried by the sleeve at operating pressure is a function of the line pressure at the time of sleeve installation as well as the sleeve strength and thickness relative to that of the carrier pipe. Any looseness in the fit of the sleeve over the carrier pipe results in lost stress sharing ability.

It has been demonstrated that an ideally fitted sleeve, with a wall thickness equal to that of the pipeline, installed with the line pressure reduced to 67 percent of the operating pressure would carry less than 17 percent of the total hoop stress. In addition, a perfectly tight fit is difficult to achieve in practice. Researchers have therefore concluded that in the case of non-preloaded sleeves installed over non-leaking line defects, much of the reinforcement imparted by the sleeve is due to effects other than stress sharing.

#### *3.6.2 Restraint of Bulging*

The areas surrounding line pipe defects bulge outwards significantly prior to failure under increasing pressure. Defects can be prevented from failing if this prior bulging is restrained. Research has found that most of the reinforcing effect of sleeves installed over non-leaking pipe defects is due to their restraint of defect bulging.

Provision of restraint is dependent on firm contact between the defective pipe surface and the sleeve. In order to make sleeve fitting less critical, a hardenable filler material may be applied between the pipe and sleeve. In cases where the carrier pipe is dented or out of round, use of a hardenable filler is mandatory if restraint of defect bulging is to be provided.

Since full encirclement sleeves installed over non-leaking defects provide reinforcement by restraining bulging, the sleeves need not be designed to contain pressure. Consequently, fillet welding the ends of the sleeve to the carrier pipe is not required for this purpose of bulge restraint. Indeed, welding of the sleeve to the pipeline is not desirable in view of the potential for the introduction of serious welding defects. Crevice corrosion between the pipe and sleeve can be prevented by a heavy layer of protective coating.

Full encirclement sleeves can be used as described in this section to repair certain kinds of non-leaking line pipe defects, including external corrosion pitting, dents and gouges. However, they should not be applied to repair defects in brittle ERW pipe seam welds.

#### *3.6.3 Sleeving of Leaking Defects*

Repair of leaking defects by sleeving requires the use of sleeves welded to the pipeline and capable of retaining pressure. Once the space between the sleeve and the carrier pipe is pressurized, the sleeve becomes the only stress-carrying element while the pipe beneath it is stress-relieved. The integrity of the sleeve and the soundness of the sleeve installation welds are therefore critical. Research, as well as field experience, have illustrated the potential for serious defects to arise within the sleeve installation welds.

#### *3.6.4 Pre-stressed Sleeves*

IPL is participating in the development of hydraulically pre-stressed sleeves for possible future use. This sleeve design is intended to increase the proportion of hoop stress carried by the sleeve and would involve no welding to the pipe body when installed over non-leaking defects.

Test results, submitted as evidence by IPL, appear to confirm the capability of the pre-stressed sleeve to share a portion of the hoop stress with the carrier pipe and the absence of welding on the carrier pipe would eliminate any potential for pipe failure due to welding defects. However, no evidence was submitted regarding the effectiveness of this sleeve in actually preventing failure of carrier pipe defects. Such effectiveness must be demonstrated prior to the adoption of this sleeve for field use.

#### *3.6.5 IPL's Fillet Welding Development Program*

Following the incident of 23 February 1983, IPL requested that the Welding Institute of Canada develop an optimum procedure for fillet-welding full encirclement sleeves to an operating oil pipeline. After some preliminary tests and discussions with IPL, the fillet-welding development program was undertaken.

Testimony indicates that the new IPL welding procedure UF-28-85/S* was established as a direct result

of the development work undertaken by the Welding Institute of Canada.

Having recognized the limited effectiveness of preheating a liquid-filled pipe, the test work concentrated on reducing the susceptibility to cracking by considering the effect of the welding heat input and the weld bead configuration. The Board notes however that most of the welding trials were performed on pipe material that had significantly better weldability than the majority of pipe in IPL's system. Although welding procedure UF-28-85/S* was later qualified to CSA-Z183 using more representative pipe material, HAZ hardness, the prime indication of crack susceptibility, was not reported. Further, the weld bead configuration required by UF-28-85/S* is not one which was recommended by the Welding Institute of Canada. As well, the required heat input for the final two weld passes (0.98-1.47 and 1.48-1.95 kJ/mm respectively) is significantly lower than that recommended by the Welding Institute of Canada. The maximum HAZ hardness allowed by UF-28-85/S*, $400HV_{500}$, is one which may be susceptible to cracking if hydrogen and stress levels are not adequately controlled.

The Board is of the opinion that although the fillet welding development program and the establishment of the welding procedure UF-28-85/S* were positive steps, this welding procedure does not provide an adequate margin of safety for prevention of hydrogen cracking in view of the nature of much of the pipe in the IPL system and the inevitable variations in welding parameters associated with manual welding which arise under field conditions. The Board believes that welding on liquid-filled pipe should not be practiced except where required during emergency situations. Any welds, so performed in the future, should be considered as temporary to be removed from the pipeline as soon as possible.

### *3.6.6 IPL's Line Integrity Task Force*

Shortly after the incident of 19 February 1985, IPL formed the line integrity task force. The objectives of the task force were:

1. to assess the condition of full encirclement sleeves on the pipeline system;
2. to evaluate the available methods of nondestructive testing;
3. to confirm the results of defect assessment calculations by full scale testing;
4. to study the origin of the forces leading to bending of the pipeline; and
5. to develop repair methods for fillet welds found to be defective.

The task force is carrying out its work in two phases. During phase I, sleeves on a recently abandoned segment of Line No. 1 in the immediate vicinity of the 19 February 1985 accident location were examined. A report on these activities was issued on 21 February 1986. During phase II, the task force is examining additional sleeves elsewhere on the system. Although phase II activities are ongoing, some preliminary results have been forwarded to the Board.

IPL has indicated that at least 1072 full encirclement sleeves have been welded to the carrier pipe of their pipeline system. Other devices, whose installation involved welding to the liquid-filled pipe, such as couplings, stopple tees, etc., are also present. These devices were installed under conditions and using methods essentially similar to those involved in the documented failures. Where composition of the line pipe resulted in a similar or greater crack susceptibility, as is the case for the major part of the IPL system, welds so performed could be expected to have a significant probability of containing cracks. Evidence confirming this expectation has been obtained through examination of intact sleeves from the IPL system by the Welding Institute of Canada, and by the IPL task force phase I which conducted field and laboratory ultrasonic and magnetic particle testing using procedures developed by the Welding Institute. Cracking was reported in 40 percent of the total of 42 fillet welds examined by these studies. A 53 percent incidence of weld cracks has been found in the first 68 welds examined by IPL's task force phase II.

Some of the fillet welds nondestructively examined under field conditions were later re-examined nondestructively at the Welding Institute of Canada laboratories. In 23 percent of these welds, cracks were found which had been missed by the field inspection. The existence of these cracks was also confirmed by sectioning of the welds. Their dimensions varied up to a length of 15 mm and a depth of 0.94 mm. In addition, several indications interpreted as being cracks by both field and laboratory inspections, were proven by sectioning to have been caused by other weld features. Due to the inability of nondestructive testing to detect fillet weld toe cracks with adequate certainty, the Board has concluded that welds having a demonstrated potential for containing cracks and located so that a failure would result in unacceptable risk to the public, must be treated as if cracking were present regardless of any nondestructive testing results.

Crack dimensions estimated by the field ultrasonic inspections, were verified by sectioning. It was found that the crack depths determined by ultrasonics in all cases underestimated the actual crack depth, some-

times by a considerable margin. The most extreme example was that of a crack estimated by ultrasonics to have a depth not exceeding 0.38 mm, and actually determined by sectioning to be 4.52 mm deep. The task force concluded that no adequate procedure had been found to nondestructively determine the depth of a fillet weld toe crack.

For the purposes of Engineering Critical Assessment (ECA), knowledge of flaw dimensions is required. In the absence of accurate flaw size information from nondestructive testing, the IPL task force proposed basing ECA calculations on the assumption that the cracks had penetrated through 33 percent of the pipe wall thickness. While this assumption may be conservative for the majority of the fillet weld toe cracks studied, each of the three failures described in this report were caused by cracks which had penetrated in excess of 33 percent of the wall thickness. One crack that had penetrated 57 percent of the pipe wall thickness was discovered by the present task force.

The potential for loads imposed on a pipeline to evolve over time has been demonstrated by the three IPL line breaks described in this report, one of which occurred over eleven years following formation of the crack. Acceptance of weld cracks based on current, site specific stress analysis, may not prevent future failure should loading conditions change.

In view of the uncertainties related to the detection and sizing of cracks by nondestructive methods, as well as possible evolution over time of pipeline stress conditions, a cautious approach is warranted. As a result, any weld containing a flaw interpreted as being a crack must be considered to be unacceptable regardless of the reported crack dimensions.

As a method of repair for fillet welds found to contain unacceptable weld cracks, the IPL task force has proposed the installation of two additional full encirclement sleeves so as to enclose the defective weld in a pressure tight container. This is not a repair method recommended by the applicable industry standards. The documentation submitted by IPL in support of its proposed repair technique was found by the Board not to be persuasive.

The Board considers that the most appropriate method of repair for weld cracks given the nature of the defect, is a cut-out of a cylindrical piece of pipe containing the defect, followed by the installation of a replacement pipe by butt welding. Techniques are available for effecting such repairs without the need to perform additional fillet welds.

The Welding Institute of Canada concluded in its report to the task force that the presence of long or multiple sleeves within a short length of pipeline would reduce pipe deflection but increase strain locally. Such increased strain would increase the likelihood of defect propagation should a defect be present. As a measure of good practice, the frequency of full encirclement devices installed on a pipeline should be limited, at least so as to respect a minimum spacing. Oil pipeline companies are required by section 116(4) of the Regulations not to install full encirclement devices closer than 12 m to one another. The evidence demonstrates that for the line breaks of 23 February 1983 and 19 February 1985 this was not the case. As well, evidence gathered at the hearing demonstrates that IPL has installed full encirclement devices closer than allowed under the Regulations for other locations on its pipeline system.

Should the condition of a company's pipeline require a more frequent installation of sleeves, this must only be carried out as a temporary measure before pipe replacement can be carried out. Consideration should also be given to the cause of the pipe damage, such as a malfunctioning cathodic protection system.

## 3.7 Operating Conditions Preceding the Break

### *3.7.1 Pipeline Control System*

IPL has developed a Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system which enables control room operators to monitor and control pipeline operations through the main computer. The operator's work area consists of a CRT screen for each line under his control together with operator command key boards. Each work station also has an extra screen for accessing computer programs and information to assist the operator.

Information, such as station pressures, pressure set points, calculated flow and status of pump units, appears on the CRT screen and is updated every 20 to 60 seconds, depending on the frequency with which the computer scans each station. This information is stored in the form of historical data in the computer bank in intervals of four minutes for the preceding four hours and can be retrieved by the operator.

A batch-tracking and material balance program, requiring operator input, forms part of the pipeline monitoring system. Every two hours, the program prints out the location of the batches as well as volume deviations between injection and delivery points. An unanticipated change in volume can indicate a system malfunction or produce loss. The batch-tracking program is usually used by the operations staff for scheduling flows as well as for leak detection.

The leak detection program was developed by IPL staff during the late 1970s. The program calculates flows between adjacent pump stations using data

such as upstream station discharge pressure, downstream station suction pressure, physical characteristics of the pipeline section and batch location, and displays these flows continuously on the CRT screens.

Should a deviation in flows between any two adjacent stations reach a predetermined level set by the Company, a message indicating a suspected leak in that section will appear at the bottom of the CRT screen. In addition, an alarm will sound which the operator must acknowledge. If any irregularities in pipeline operations cannot be explained immediately, IPL has a standing procedure that operators are to shut the pipeline down first, followed by an investigation of the problem.

### *3.7.2 Pipeline Operations*

Appendix VII provides a listing of the computer historicals of the pipeline operations on 19 February 1985 between the time period of 07:00 hrs. and 13:05 hrs. The Board notes that between 12:23 hrs. and 13:05 hrs. the computer historicals of the operations of IPL's Line No. 1 show that there were seven irregularities in operations:

1. the suction and case pressures at the Edmonton pump station dropped 67 and 111 psi, respectively, in 41 seconds;
2. both suction and case pressures at the Hardisty pump station dropped 94 psi in 19 seconds;
3. the calculated flow at the Edmonton pump station increased by 12 percent while that at Hardisty decreased by 50 percent;
4. the differential section pressure between the Edmonton and Hardisty pump stations varied between 450 and 560 psi while that between Hardisty and Kerrobert decreased from 904 to 162 psi;
5. five leak messages appeared on the operator's CRT screens accompanied by audible alarms;
6. stations downstream of Edmonton were throttling continuously on low suction; and
7. the 13:00 hrs batch-tracking printout showed a line volume loss of 579 $m^3$ since the last printout at 11:00 hrs.

According to Company procedure, the operators should have shut the line down when these line upset conditions began and then investigated the cause of the problems.

However, the operators believed that the conditions were in part due to the change in product stream and in part due to the lock-out of a pumping unit at Edmonton, and attempted to rectify the situation by compensating for it.

The first of the leak messages mentioned in point five above appeared on the CRT screen at 12:40 hrs, 17 minutes after the line upset conditions began. At that time, the calculated flow at Hardisty was approximately 35 percent less than that at Edmonton. Leak messages can appear occasionally during normal operations when the start-up or shut down of pumping units causes flow changes. During the first 17 minutes of the line upset conditions, changes in pumping units at Edmonton had occurred.

The CRT screens can accommodate only six messages at a time. As a new message appears, at the bottom of the CRT screen, the uppermost message disappears and cannot be recalled. Consequently, when the control room staff were attempting to analyze the line upset conditions, a record of messages was not available to assist them. If they had been able to see a record of all messages initiated since the line upset conditions had begun, they might have been able to recognize that a leak did exist between Edmonton and Hardisty.

The Company has stated that "IPL pipeline operators are well versed in basic hydraulics and each is adequately experienced with remote pipeline operation. Operators are trained for and accustomed to cause and effect type operation - meaning they are constantly reacting to line upset conditions". The Company also stated that "the operator's experience may enable him to suspect a leak due to continual downstream station throttling".

The Board notes that if pipeline hydraulic principles had been applied to the line upset conditions as mentioned in points one to four above, the operators might have been able to conclude that a line break had occurred in the pipeline section between Edmonton and Hardisty.

Moreover, the fact that the Hardisty and downstream stations were throttling on low suction for a period of time was also an indication of a line break upstream of that station.

The information mentioned in point six was not available to the operators while they were attempting to analyze the line upset conditions since it was only printed every two hours and had last been printed at 11:00 hrs. Had that information been available to the operators, it could have enabled them to identify the leak situation.

Though the Regulations and CSA Z183 do not contain specific requirements, the CPA suggested, in 1983, that material balancing information be made available

hourly for high vapour pressure (HVP) pipelines in sparsely populated zone 1 locations and every five minutes for HVP pipelines in more densely populated zone 2 locations. IPL's line No. 1 goes through both types of zones yet their material balancing is only calculated every two hours. CPA suggestions are based on a consensus of the industry and are reflective of good industry practice. This particular suggestion regarding material balancing for HVP pipelines is indicative of the caution which must be exercised when dealing with NGL movements.

## 3.8 Training Programs for IPL Employees

### *3.8.1 Training of Pipeline Workers*

According to IPL, on-the-job training is the most effective type of training for pipeline workers because of the specialized nature of the service and equipment involved. For certain types of equipment and supplies, this on-the-job training is supplemented by classroom and/or dealer instruction. IPL also feels that through this type of training employees are made aware of the hazards of materials transported by the company.

With respect to NGL, this type of training is supplemented by NGL flaring demonstrations, held every two years. The NGL demonstrations involve a controlled escape of NGL to the atmosphere and subsequent flaring of the gas cloud by either a flare launcher or pencil igniter. These demonstrations give the participants an opportunity to observe the behaviour of escaping NGL and the proper means of flaring. However, prior to the accident not all members of the Edmonton maintenance crew had attended such a demonstration.

The training in the use of other safety equipment, such as fire extinguishers and breathing apparatus, had been covered during the monthly safety meetings of the Edmonton maintenance crew. Training in the use of gas detectors and hydrogen sulphide detectors had not been given to all members of the Edmonton maintenance crew. It appears that those maintenance crew members who required such equipment for a specific job were shown how to use it prior to starting that job.

### *3.8.2 Pipeline Operator Training Programs*

New pipeline operators undergo an on-the-job training program consisting of studying the Company's operations manual, a one day in-house session in pipeline hydraulics and observations of pipeline operations over a 12-month period. The operator trainee then operates the pipeline under close supervision of a more experienced operator over the next 24 months. In the event of a line upset situation, the more experienced operator would assume control of the pipeline system.

In the last two years the Company has purchased a computer simulation package which can provide computer simulation of pipeline operations. However, this form of training has been given only to the Company's more experienced operators and not to the operator trainees. Currently, the simulation package cannot simulate line break situation, although the package has this capacity if so programmed.

# Chapter 4
# Findings of the Board

## 4.1 Probable Cause of the Accident

The cause of the accident which resulted in fatal injuries to Messrs. Guthrie and Kelsey and severe burns to Messrs. Armstrong, Froese and Wack was the ignition of the escaping NGL gases. The Board determines that the cause of the release of NGL was the failure of a fillet weld on a full encirclement sleeve. The fillet weld failed due to a hydrogen induced crack. Ignition of the escaping NGL vapours occurred at or about 20:30 hrs.. A wind direction change of approximately 180° caused the NGL vapours to drift towards the site where the maintenance crew, preparing the site for repair, had left vehicles parked with the engines running. The accident might have been avoided had the pipeline repair crew flared the escaping NGL gas vapours or had they been located on higher ground further from the leak site and had the pipeline crew been equipped with and made use of additional lower explosive limit gas detectors and wind direction monitoring devices.

The Board concludes that the following factors contributed to the accident:

1. Failure to monitor the wind direction and the gas cloud on a continuous basis.

2. Lack of direct lines of communication between the men in the field and head office personnel, resulting in a misunderstanding with respect to the question of flaring.

3. A shortage of critical gas detection equipment to be used at the leak site. IPL maintenance crews were equipped with only two gas detectors per crew, one carried by the foreman and the other carried in the welding truck.

4. Failure of on-site personnel to react to the danger signals, probably because of insufficient training and knowledge of IPL's Safety and Operations and Maintenance manuals as well as a lack of experience in dealing with this type of situation.

5. Locating the work site for repair personnel too close to the leak location.

6. Requiring the maintenance crew to continue to work after dusk in the vicinity of NGL vapours which had not been flared.

7. Selection of a work site for the purposes of installing a stopple valve only 220 m upstream of the leak and at approximately the same elevation as the leak, instead of moving to a higher elevation further upstream.

8. The failure to instruct personnel at the site as to the plan to deal with this leak situation, the hazards involved and the role that each person was expected to play.

9. The lack of an emergency response plan to respond to NGL leaks in a systematic and organized fashion.

10. Lack of knowledge and understanding of the differences between an NGL leak compared to an oil leak.

11. Failure to conform to the code requirements of clauses 9.12.1 and 9.12.4 of CSA Z183.

## 4.2 Specific Issues

### *4.2.1 Metallurgical Cause for the Pipeline Break*

The Board determines that the 19 February 1985 IPL Line No. 1 break, occurred due to the sudden propagation of a pre-existing weld defect. The defect was a hydrogen induced crack located in the HAZ of a fillet weld. The fillet weld had been applied to join a full encirclement sleeve to the carrier pipe wall.

The Board concludes that the following factors contributed to the pre-existing weld defect and its propagation:

1. The hydrogen induced weld crack was caused by the application of the fillet weld in a manner not suited to the materials and conditions at hand:

   (a) The carrier pipe material had a high carbon and carbon equivalent content, typical of grade X52 line pipe steel manufactured

prior to the early 1970's. This chemical composition favoured the formation of a hardened martensitic microstructure in the weld HAZ. Such a microstructure was highly susceptible to hydrogen induced crack formation.

(b) The sleeve to pipe fillet weld was performed while the carrier pipe was liquid-filled. The heat sink of the line content increased the weld cooling rate. In addition, it made the use of pre-heating for weld cooling rate control impracticable.

(c) The fillet weld was performed in a vertically downward progression and without the use of low hydrogen welding consumables. This was in violation of the then existing IPL welding procedure WP-2 and further favoured the formation of hydrogen induced weld cracks.

2. The likelihood of producing serious defects when welding under the conditions described under (1) had not been recognized by IPL:

(a) No testing or evaluation of WP-2 was performed prior to its use in the field. The welding procedure qualification tests required by CSA Z183 had not been performed.

(b) Welding trials commissioned by IPL in 1973 reported that welding on a grade X52 pipe, which was liquid-filled and its contents flowing, resulted in no HAZ hardening. This reported behaviour however was not representative of that observed in the case of the fillet weld fracture of 19 February 1985. Further, it was likely not representative of much of the IPL system installed prior to the early 1970's.

3. The weld crack which propagated causing the 19 February 1985 incident was formed soon after welding had been completed, likely within 48 hours. The presence of this crack was not detected, however, since nondestructive testing of the completed weld was not performed.

4. Propagation of the pre-existing crack and pipe failure occurred over eleven years after completion of welding. Propagation initiated when tensile stresses experienced by the pipeline at the defect location, in relation to the crack size and pipe mechanical properties, exceeded a critical value.

5. The tensile stresses contributing to the failure were likely the result of downward bending of the pipeline. Bearing support may have decreased because of consolidation of previously frozen, poorly compacted, backfill material or due to frost heave or both.

### *4.2.2 Supervisory Control and Leak Detection System*

Based on an analysis of the information submitted during the inquiry, the Board has determined that the line break occurred at or about 12:23 hrs. on 19 February 1985. The Board finds in this incident that there existed a marked difference between actions of the Company's operation staff and stated policies.

The Board concludes that the following factors contributed to the excessive length of time which elapsed between the occurrence of the break and the line shutdown:

1. The operator's failure to follow Company procedure in the event of an unexplainable line upset condition.

2. Inadequate training of operators in pipeline operations and pipeline hydraulics.

3. A SCADA and leak detection system which does not provide for:

(i) retention of comprehensive historical data and computer-initiated leak messages,

(ii) early indication of a leak condition, and

(iii) more frequent access to material balance and batch-tracking information.

# Chapter 5
# Recommendations

A key purpose of the Inquiry was to permit the Board to determine whether any changes should be made either in the way IPL operates or in the way IPL is regulated by the Board, in order to prevent similar accidents in the future. The opening statement of the Public Inquiry indicated that, depending on the evidence, the Board might find it necessary to use its powers under Section 39 of the National Energy Board Act either to order the Company to make changes to its pipeline, or to make changes to the Regulations under the NEB Act governing the construction and operation of the pipeline. The Board also wanted to determine whether there had been any breach of the NEB Act or existing Oil Pipeline Regulations that could have contributed to the accident.

In addressing the question of whether changes are needed in the Board's Regulations, the Inquiry Panel has taken into account that the Board has recommended substantial changes to the Oil Pipeline Regulations during the past year. They have been consolidated with the Gas Pipeline Regulations and have been renamed the Onshore Pipeline Regulations. They are currently being reviewed by the federal Department of Justice prior to Governor in Council approval. Some of the changes recommended by the Inquiry Panel have already been incorporated in the draft Onshore Pipeline Regulations. Other changes recommended by the Panel are not reflected in the draft Onshore Pipeline Regulations and would require further amendments to those draft Regulations. In the following sections, the Report distinguishes between these two different classes of changes in the Regulations.

### 5.1 Emergency Procedures Manual

To ensure that a consistent approach to accident responses exists with respect to pipelines under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to have an Emergency Procedures Manual which deals with pipeline leaks and breaks. This Manual should include a requirement that two emergency exercises would be held by the Company each year. The Inquiry Panel notes this recommendation will not require an amendment to the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations provided they are enacted as proposed.

The Emergency Procedures Manual for pipelines transporting hydrocarbons in the liquid state should be subdivided into three sections as follows:

1. General Emergency Response Information;
2. Oil Spill Contingency Plan; and
3. NGL and Other Volatile Materials Break Contingency Plan.

The Inquiry Panel recommends that a similar Manual should also be developed for pipelines transporting gaseous hydrocarbons under the Board's jurisdiction.

Section One of the proposed Emergency Procedures Manual should provide information which is common to emergency situations involving the various kinds of hydrocarbons transported in the liquid state and should contain, among other things, details on such items as:

1. organizational reporting structure for administrative and operating personnel;
2. responsibilities of the Safety Officer and his alternate;
3. responsibilities of key company individuals;
4. a list by location of available company individuals, other than those normally involved in a response, who can be called upon;
5. a list by location of company employees, together with job title and job functions, who maintain contacts with other emergency organizations;
6. a statement of the scope of application of the Emergency Procedures information;
7. emergency practice drills and their frequency;
8. provisions for lines of direct communication between the incident site and key individuals at head office;
9. a list by location of other emergency organizations together with details on the availability of persons and equipment; and

10. a listing by location of the quantities of emergency clothing and specialized equipment other than construction-related equipment; and

11. the program and schedule for maintaining all types of safety equipment and the identity of those responsible for ensuring adherence to this program.

Section Two of the proposed Emergency Procedures Manual should provide all information on a company's plans and procedures which would be specific to an emergency involving crude oil and equivalent hydrocarbons.

Section Three of the proposed Emergency Procedures Manual should provide all information on a company's plans and procedures which would be specific to an emergency involving liquid hydrocarbons which have a high vapour pressure. Hydrocarbons covered by this section of the proposed Manual would include propane, butane, pentanes plus, ethylenes, ethanes, gasolines, jet fuels, condensate blends and spiked crude oils. This section should include, among other things, details on such items as:

1. a list of qualified contractors together with an outline of available men and equipment;

2. volatile products emergency response plan emphasizing the different behaviour of volatile products versus crude oil;

3. procedures for the establishment of a repair site;

4. check list of critical site equipment and clothing;

5. a list by location of all specialized construction equipment;

6. limitations of specialty equipment used when responding to a volatile products line break; and

7. welding procedures and repair techniques unique to line breaks involving hazardous products.

The Inquiry Panel recommends that companies be required to ensure that the Emergency Procedures Manual contemplated in the proposed Onshore Pipeline Regulations, if adopted, embody the features recommended in this section. The Board may require that the Manual or portions thereof be submitted for approval.

### 5.2 Company Procedures Manual

To ensure consistency among all companies under the Board's jurisdiction with respect to pipeline operations and maintenance and safety activities, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to have an Operations and Maintenance Manual which reflects an emphasis on safety and protection of company employees and the public. The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would cover this recommendation.

This Manual should satisfy the following objectives:

1. that they provide clear and concise procedures for all activities and that they differentiate between crude oil and other volatile products;

2. that each manual be self-contained with little or no cross-referencing to other manuals; and

3. that the Maintenance Manual clearly distinguish between routine and emergency maintenance activities.

The Inquiry Panel recommends that companies be required to ensure that the Operations and Maintenance Manual contemplated in the proposed Onshore Pipeline Regulations, if adopted, embody the objectives contained in this section. The Board may require that the Manual or portions thereof be submitted for approval.

### 5.3 Safety Watch

To ensure a consistent approach to safety among all companies under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to designate one safety watch per maintenance crew. The safety watch would ensure that safe procedures and practices detailed in company manuals are being followed by each maintenance crew. The safety watch would be a member of the maintenance crew but would not be the foreman or a company Safety Officer. To ensure that the designated safety watches have the necessary qualifications and to ensure a consistent approach to qualifying an individual as a safety watch throughout the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends that all safety watches be trained before working on a job site and that this information be included in the Emergency Procedures Manual referred to in section 5.1 of this report.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would not fully cover this recommendation. A revision would be required in order to expand the application of the construction safety practices section in the proposed Onshore Pipeline Regulations to include company employees.

### 5.4 Safety Audits

As part of the systematic monitoring program required pursuant to subsection 155(1) of the existing Oil Pipe-

line Regulations, the Inquiry Panel recommends to the Board that all companies under the Board's jurisdiction operating high vapour pressure pipelines be required, by Board Order, to perform two safety audits, within three months of the issuance of such Order. The first safety audit would review the company's plans, procedures and equipment utilized when responding to an emergency situation. A second safety audit would be conducted for normal operations and maintenance activities. Companies would be required to submit a report of both safety audits to the Board as outlined in this part.

To ensure a consistent and enhanced emphasis on safety among all companies under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends that the proposed Onshore Pipeline Regulations be amended to include a provision similar to that contained in section 155 of the existing Regulations. This section requires companies to submit a systematic monitoring program of current information on the pipeline for Board approval and implement remedial action if necessary.

As part of these requirements, companies would be obliged to engage the services of an independent company to perform the safety audits and file a detailed report with the Board. The report would address the positive and negative aspects of the company's activities and make recommendations for any necessary changes. Companies would be required to submit a timetable for implementation of any recommendations.

### 5.5 Training

To ensure a consistent approach to the training of pipeline operators and maintenance crew members among all companies under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to provide the Board with an annual report outlining their policies and goals and the various types of training provided to employees. The report should contain an outline of the contents of each course and the number of employees who received training in the various courses together with short, medium and long term goals for the employees and the company. As well, the report should detail the safety training, if any, provided by the company to its contractors and sub-contractors who do contract work for the company.

During the inquiry IPL indicated that testing of employees who had reviewed the various manuals and safety devices would be instituted shortly. However, the Inquiry Panel notes that testing alone, under classroom conditions, may not accomplish stated corporate goals. Systematic dry-run exercises of various aspects of the manuals and equipment, when coupled with systematic classroom sessions and testing, would contribute significantly towards attaining stated corporate goals. The annual reporting of training information would demonstrate attainment of these goals.

The Inquiry Panel notes that the Board's Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would cover this recommendation. The Inquiry Panel recommends that companies be required to ensure that the Training Manuals contemplated in the proposed Onshore Pipeline Regulations, if adopted, embody the features recommended in this section. The Board may require that the Manual or portions thereof be submitted for approval.

### 5.6 Welding Procedures

To ensure consistency among all companies under the Board's jurisdiction with respect to weld integrity, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to submit all new welding procedure specifications, accompanied by their supporting qualification test records, to the Board for approval. Approval would be granted if, in the Board's opinion, the capability of the procedure to produce sound welds was adequately demonstrated. The applicable stipulations of the CSA would be considered as a minimum requirement, to be exceeded if circumstances warrant.

The Inquiry Panel recommends that the Board select a date beyond which all pipeline construction and maintenance welding would be required to be covered by an applicable, Board-approved, welding procedure specification. During the interim period, companies could seek approval for existing welding procedures by submitting supporting documentation to the Board.

The Inquiry Panel recommends that the Board indicate its approval of a welding procedure specification by stamping the procedure document, as well as by way of a letter to the company. The stamping of welding procedures would serve to facilitate field inspections by the Board's staff.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would not cover the submission of welding procedures for Board approval since they contain a subsection exempting the procedures from Board approval if the CSA standards are followed. Therefore, the Inquiry Panel recommends that the proposed Onshore Pipeline Regulations be revised to delete this exempting provision.

### 5.7 Non-destructive Testing Procedures

The Board's existing Oil Pipeline Regulations require that specified pipeline construction and maintenance

welds be non-destructively tested. To ensure that a minimum level of effectiveness of the non-destructive testing is performed within the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to:

(a) formulate in writing non-destructive testing procedures to cover each testing application, including a statement of the minimum qualifications demanded of the testing personnel;

(b) perform the necessary evaluations to demonstrate the capability of the testing procedure to detect weld imperfections that may result from the welding process employed; and

(c) submit the testing procedure and supporting evaluation results to the Board for approval. The granting of the Board's approval would be signified by stamping of the procedure document and by way of a letter to the company.

The Inquiry Panel recommends to the Board that, after inauguration of the Board's non-destructive testing procedure approval mechanism, companies be allowed a grace period during which procedures could be formulated and the required approvals obtained. On expiration of this period, all non-destructive testing of pipeline welds required by the Board would need to be performed in accordance with an applicable Board-approved testing procedure.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would cover the recommendation contained in (a) above. However, a revision would be required to implement the recommendations contained in (b) and (c) above.

### 5.8 Future Line Maintenance

The Inquiry Panel recommends to the Board that companies immediately discontinue the installation of full encirclement sleeves welded to the carrier pipe, for the repair of non-leaking pipeline defects.

For the repair of non-leaking pipeline gouges, dents, corrosion pitting, etc., the Inquiry Panel recommends that the use of full encirclement sleeves not welded to the pipe body, in combination with hardenable filler material, be permissible. Other sleeve designs may be permissible provided they are proven to provide effective defect reinforcement and do not involve welding to the pipe body.

The Inquiry Panel recommends to the Board that welding on liquid-filled pipelines not be practiced unless made necessary by emergency situations such as line breaks, or in cases where specific authorization has been obtained in advance from the Board. It is recommended that welds so performed be considered only as temporary repairs and be removed within 12 months from the date of installation, unless otherwise authorized by the Board.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would not cover these recommendations. The Inquiry Panel recommends that the proposed Regulations be revised in order to implement these recommendations.

### 5.9 Integrity of Existing Pipelines

1. The Inquiry Panel recommends to the Board that all companies under the Board's jurisdiction, having performed any welding on liquid-filled pipe manufactured on or before 1970, be required by Board order to formulate a program and schedule for the removal of any such welds in Zone 1 and 2 locations on HVP pipelines and in locations which meet the requirements of Zone 2 on crude oil pipelines. The Inquiry Panel recommends that the Board require each company to seek and obtain Board approval for the program and schedule prior to its execution.

2. The Inquiry Panel recommends to the Board that all companies under the Board's jurisdiction, having performed any welds on liquid-filled pipe manufactured on or before 1970, in any location other than that specified in (1), be required by Board order to formulate a program and schedule for uncovering and non-destructively testing each such weld for cracking. The Inquiry Panel recommends that the Board require each company to seek and obtain Board approval for the program and schedule prior to execution. In lieu of non-destructive testing, a company may opt for removal of any welds performed on liquid-filled pipe manufactured on or before 1970.

3. The Inquiry Panel recommends to the Board that all companies under the Board's jurisdiction having performed welds on liquid-filled pipe manufactured after 1970, be required by Board order to uncover and non-destructively test a representative sampling of such welds for cracks. Companies would be required to report the results along with proposals for further action, if any, to the Board for approval.

4. For the purposes of the non-destructive testing in (2) and (3) above, the Inquiry Panel recommends to the Board that any weld flaw interpreted as a crack, regardless of dimensions, result in the rejection of the weld.

5. The Inquiry Panel recommends to the Board that any welds whose removal is required under (1) or (2) above, or which are rejected as a result of the non-destructive testing in (2) and (3), be removed by cutting out a cylindrical piece of pipe containing the defect and replacing it by butt welding in a section of pretested pipe that meets the design requirements. Companies should be required to take the necessary measures to perform such cut-outs without the application of new fillet welds to the pipeline.

### 5.10 Cathodic Protection

During the investigation into this accident, IPL stated that, in most cases, full encirclement sleeves were installed due to surface anomalies such as surface corrosion and in most cases when 60 percent of the pipe wall thickness had been removed. IPL, like other pipeline companies, had originally surface-coated the pipe and installed a cathodic protection system. With time, there has been a deterioration in the pipe coating, thus accelerating the corrosion problem and decreasing the effectiveness of the cathodic protection system.

To ensure uniformity among all companies under the Board's jurisdiction with respect to cathodic protection and surface coating matters, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to perform an internal survey of its pipeline system for internal and external corrosion and other surface anomalies on a regular basis as specified by the CSA. If this internal survey detects a zone of corrosion-damaged line, the company should be required to determine the cause(s) of the accelerated corrosion and formulate a plan, for Board approval, which would outline the corrective action the company will take to eliminate the cause of the problem.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would cover this recommendation.

### 5.11 Cracks in Welds

The question of whether cracks in welds are permitted or prohibited by existing codes and Regulations has been the subject of some discussion.

To ensure that a consistent approach to treating cracks in any welds is followed by companies under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that no cracks be allowed in a weld and if a crack is found, the weld be removed as a cylinder.

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would not cover this recommendation. The Inquiry Panel recommends that the proposed Regulations be revised in order to implement this recommendation.

### 5.12 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Leak Detection Systems

The CSA Z183 requires that all oil pipeline companies "maintain a periodic oil balance for system security", that "communication facilities shall be adequate to meet the requirements for safe pipeline operation ...", and that "devices and procedures shall be sufficiently reliable for measurement of oil movement and early detection of leaks".

To ensure that an adequate minimum standard for SCADA and leak detection systems exists with respect to pipelines under the Board's jurisdiction, the Inquiry Panel recommends to the Board that companies be required to:

1. have a pipeline computer Control Operations Manual which would include a detailed description of the following:
   (a) the SCADA system;
   (b) the communication facilities for pipeline operation;
   (c) the material balance system for oil and high vapour pressure pipelines together with an outline and justification of the various system parameters;
   (d) the leak detection system, including details of the capability and performance of this system under normal and line upset situations; and
   (e) the pipeline control operator training program;
2. file the results of an annual facilities audit, in the form of a report, of its SCADA system which would address the following:
   (a) details of pipeline shut-downs and their causes;
   (b) details of communication failures;
   (c) analysis of deficiencies identified in its pipeline control system including:
      (i) the SCADA system,
      (ii) the leak detection system, and
      (iii) the communication, batch tracking and material balance system; and

(d) the proposed program to rectify any deficiencies identified in (c) together with the schedule and costs;

3. incorporate in its pipeline control system the following:

   (a) an ability for the main control computer to keep track of detailed historical pipeline operations data, messages and alarms so as to be readily accessible to the operations staff;

   (b) a computer-initiated automatic shut-down system for the pipeline which would react within ten minutes when a leak situation has not been responded to by the pipeline operations staff;

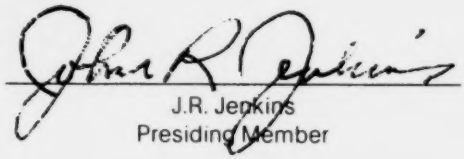
   (c) a leak detection system reflective of the level of complexity of the pipeline system; and

   (d) a material balance system which is reflective of the level of complexity of its operations while at the same time meeting good industrial practices outlined by the CPA for liquid hydrocarbons pipelines; and

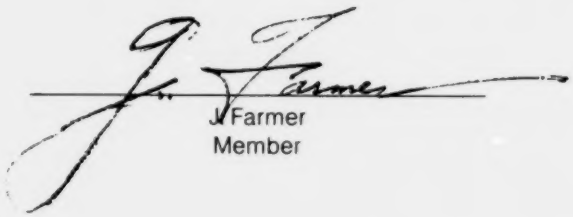
4. submit to the Board a detailed report outlining the current status and anticipated changes together with a schedule and costs for item (3).

The Inquiry Panel notes that the Board's proposed Onshore Pipeline Regulations, if enacted in their proposed format, would not cover this recommendation. The Inquiry Panel recommends that the proposed Regulations be revised in order to implement this recommendation.

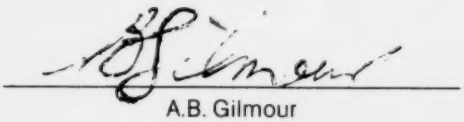
The foregoing constitutes the Findings and Recommendations in the matter of this Inquiry pursuant to sections 20 and 39 of the National Energy Board Act.



J.R. Jenkins
Presiding Member



J. Farmer
Member

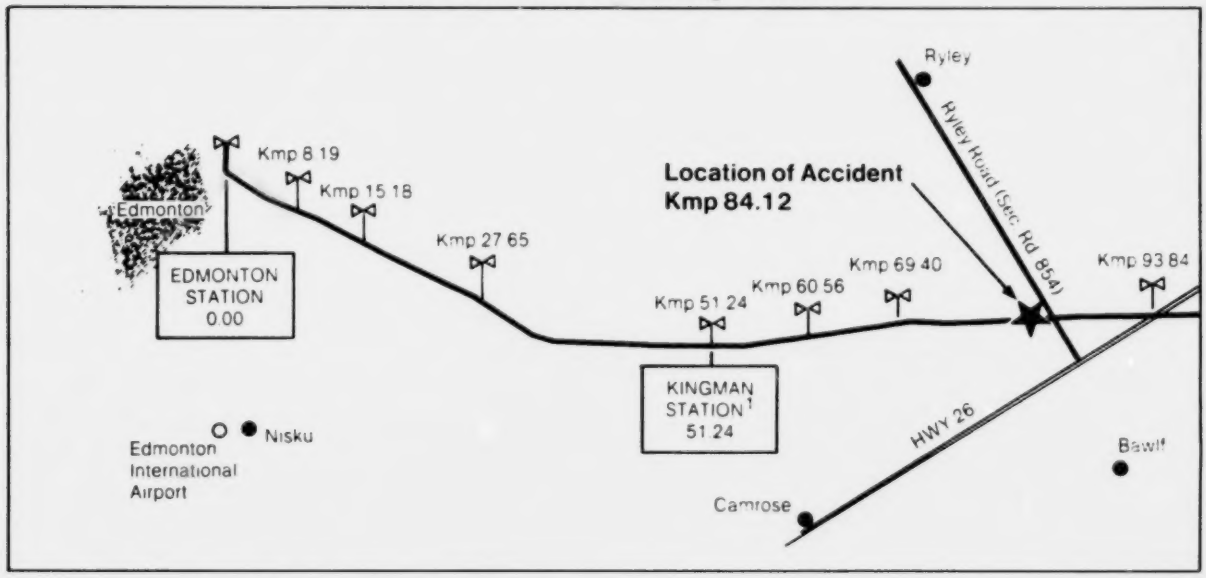


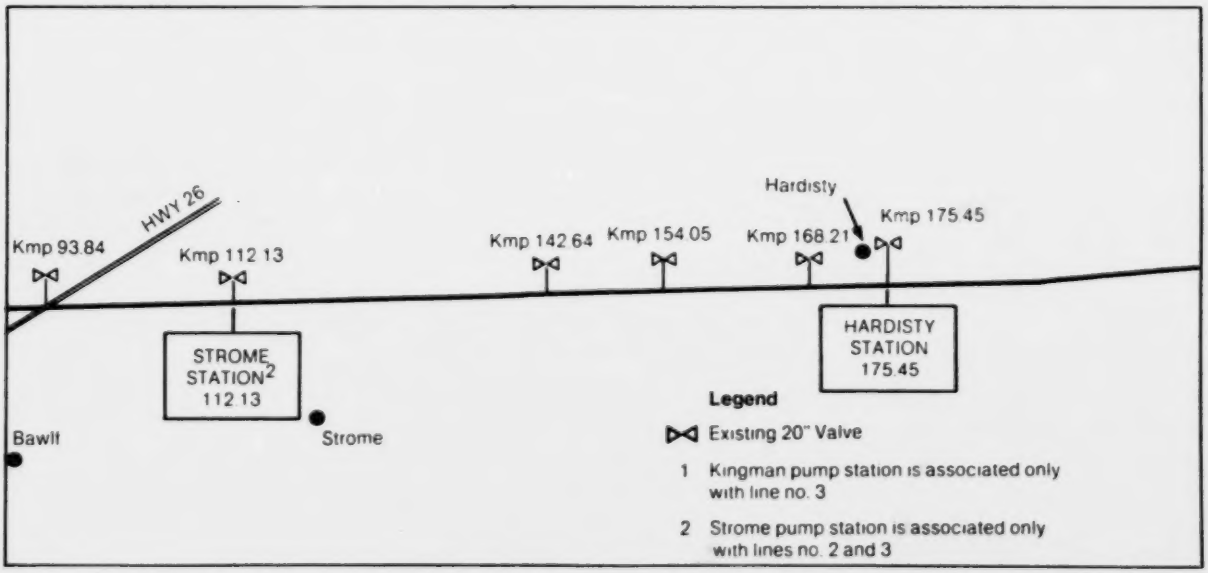
A.B. Gilmour
Member

Ottawa, Canada
June 1986

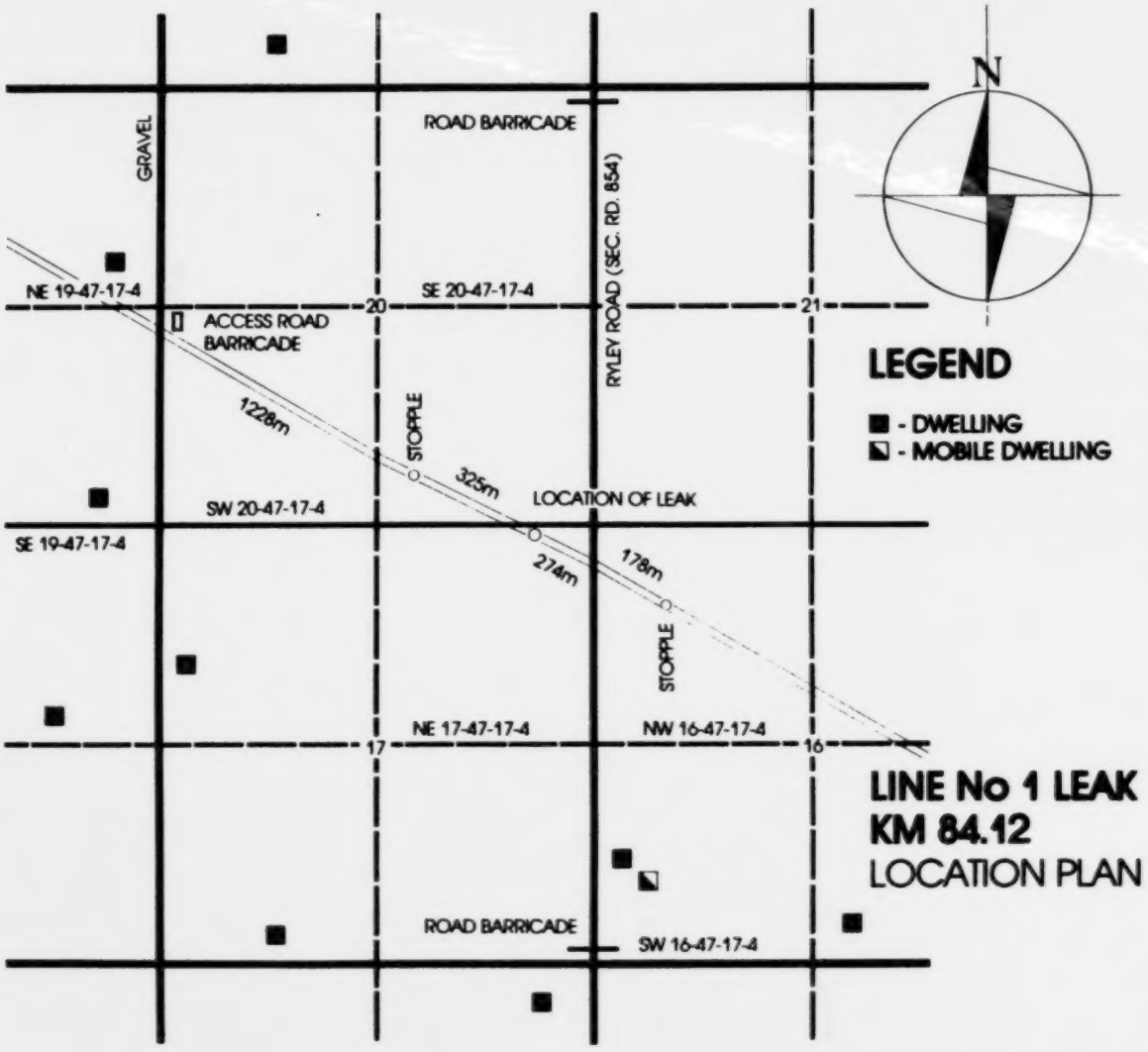
# Appendix I

## Interprovincial Pipe Line Limited
## Valve Map — Line No. 1 —
## Edmonton to Hardisty Alberta

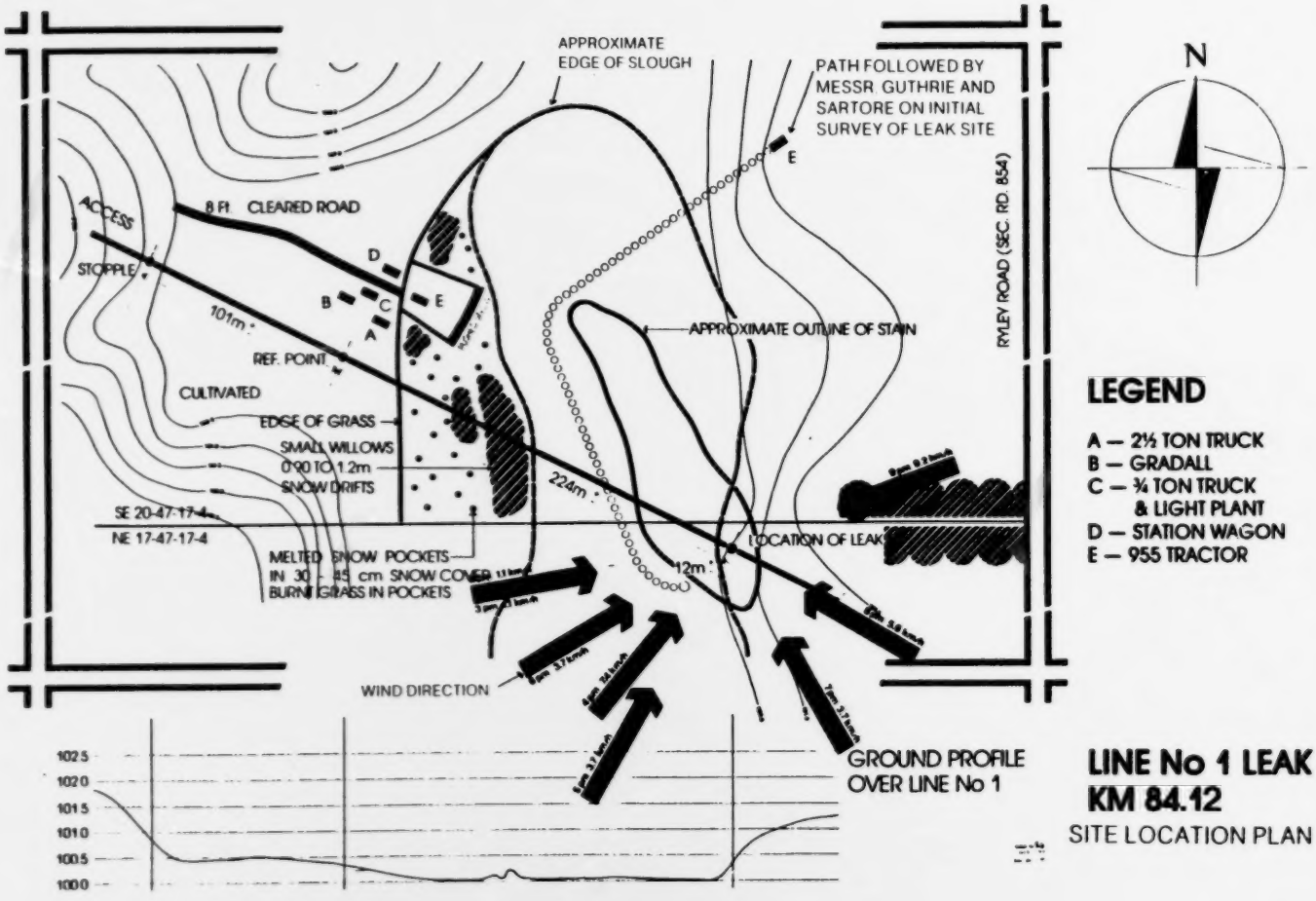


# Appendix II

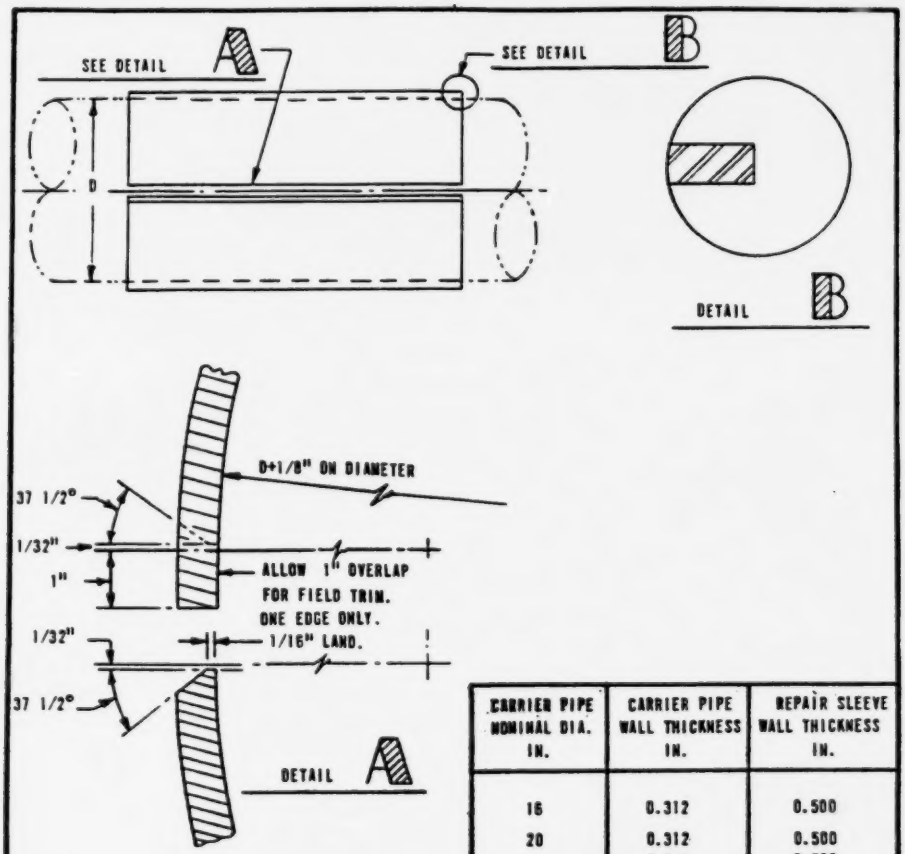

N
ROAD BARRICADE
GRAVEL
RYLEY ROAD (SEC. RD. 854)
NE 19-47-17-4
SE 20-47-17-4
20
21
ACCESS ROAD BARRICADE
STOPPLE
1228m
325m
LOCATION OF LEAK
SW 20-47-17-4
SE 19-47-17-4
274m
178m
STOPPLE
NE 17-47-17-4
NW 16-47-17-4
17
16
ROAD BARRICADE
SW 16-47-17-4
LEGEND
■ - DWELLING
◪ - MOBILE DWELLING
LINE No 1 LEAK
KM 84.12
LOCATION PLAN

# Appendix III




**LINE No 1 LEAK**
**KM 84.12**
SITE LOCATION PLAN

# Appendix IV

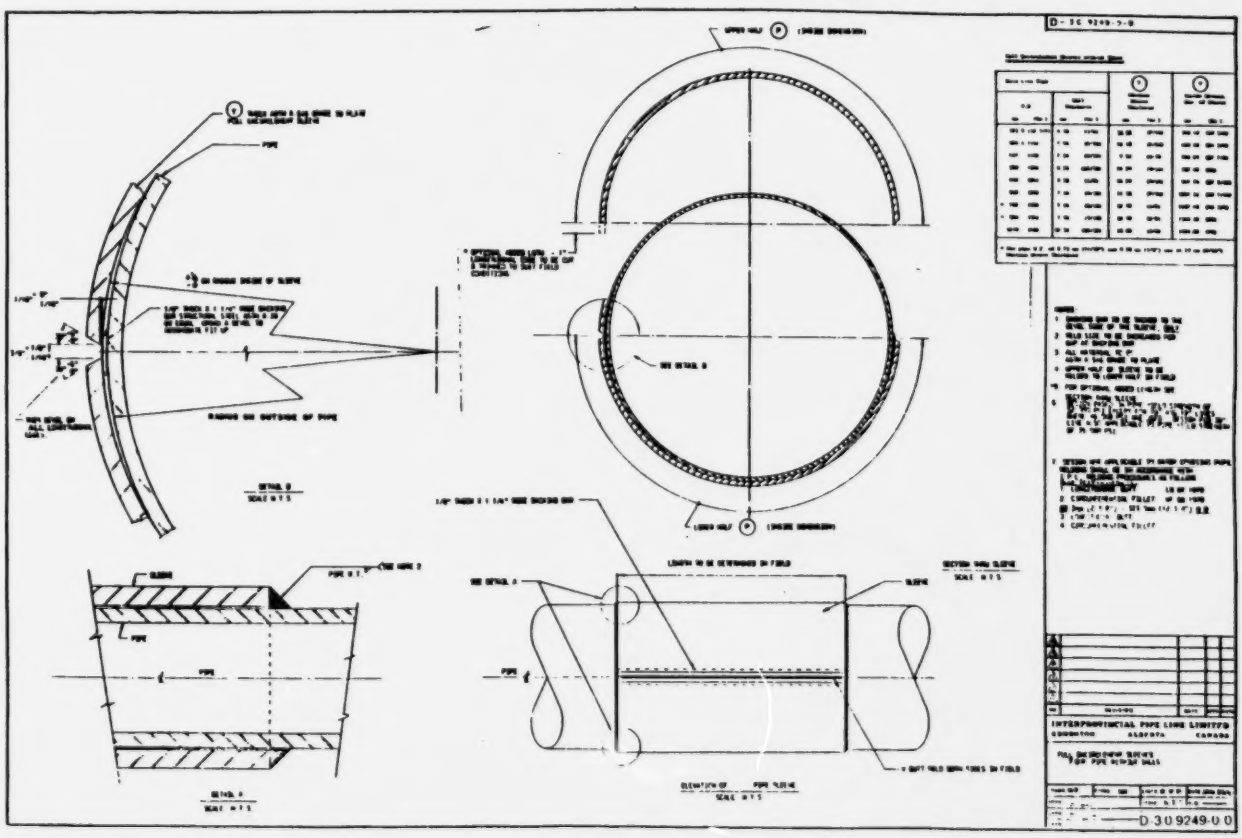



| CARRIER PIPE NOMINAL DIA. IN. | CARRIER PIPE WALL THICKNESS IN. | REPAIR SLEEVE WALL THICKNESS IN. |
|---|---|---|
| 16 | 0.312 | 0.500 |
| 20 | 0.312 | 0.500 |
| | 0.344 | 0.500 |
| 24 | 0.281 | 0.500 |
| | 0.312 | 0.500 |
| | 0.344 | 0.625 |
| | 0.375 | 0.625 |
| 34 | 0.281 | 0.500 |
| | 0.312 | 0.625 |
| | 0.344 | 0.625 |

NOTE:
SLEEVE TO BE ROLLED FROM ASTM A516 GRADE 70 PLATE OR APPROVED EQUAL.

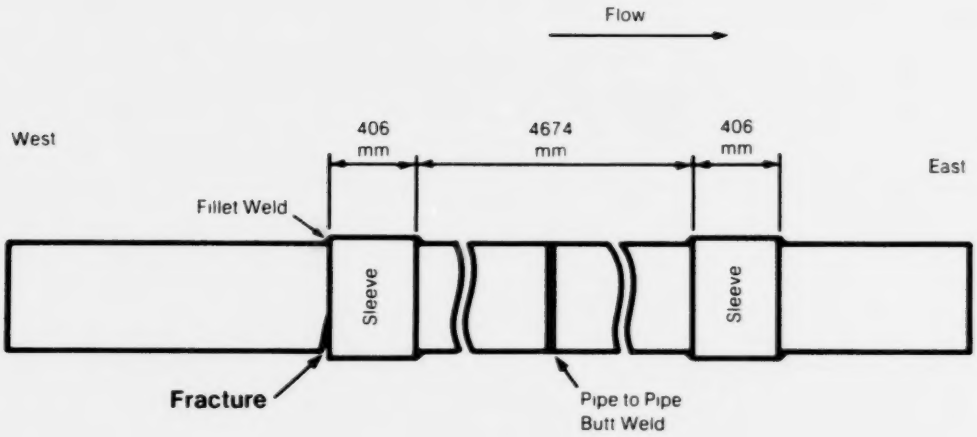
| | | |
|---|---|---|
| INTERPROVINCIAL PIPE LINE LIMITED<br>EDMONTON ALBERTA CANADA | DRAWN BD | DATE 12/7/1973 |
| | TYPED | SCALE NONE |
| | CHECK R.F.P. | APPR |
| REPAIR SLEEVE DETAIL | APPR | APPR |
| | ENGINEERING STANDARD NUMBER— | A—3.701-6250-0-0 |

# Appendix V



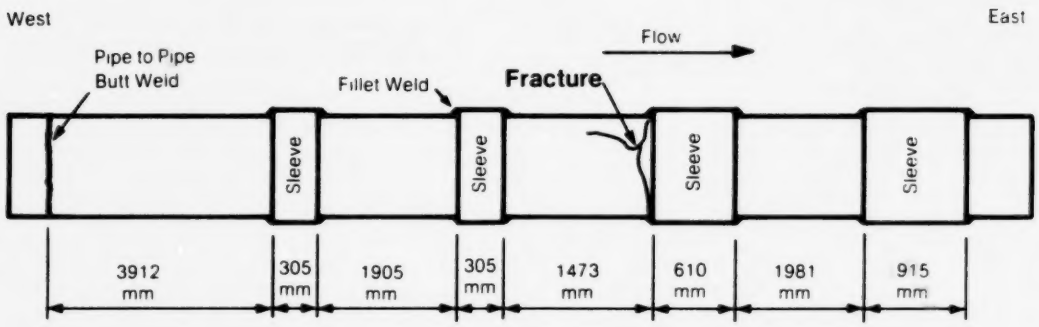
# Appendix VI

## Details of Pipe Section Examined for the Incident of 19 February 1985 at Kmp 84.12



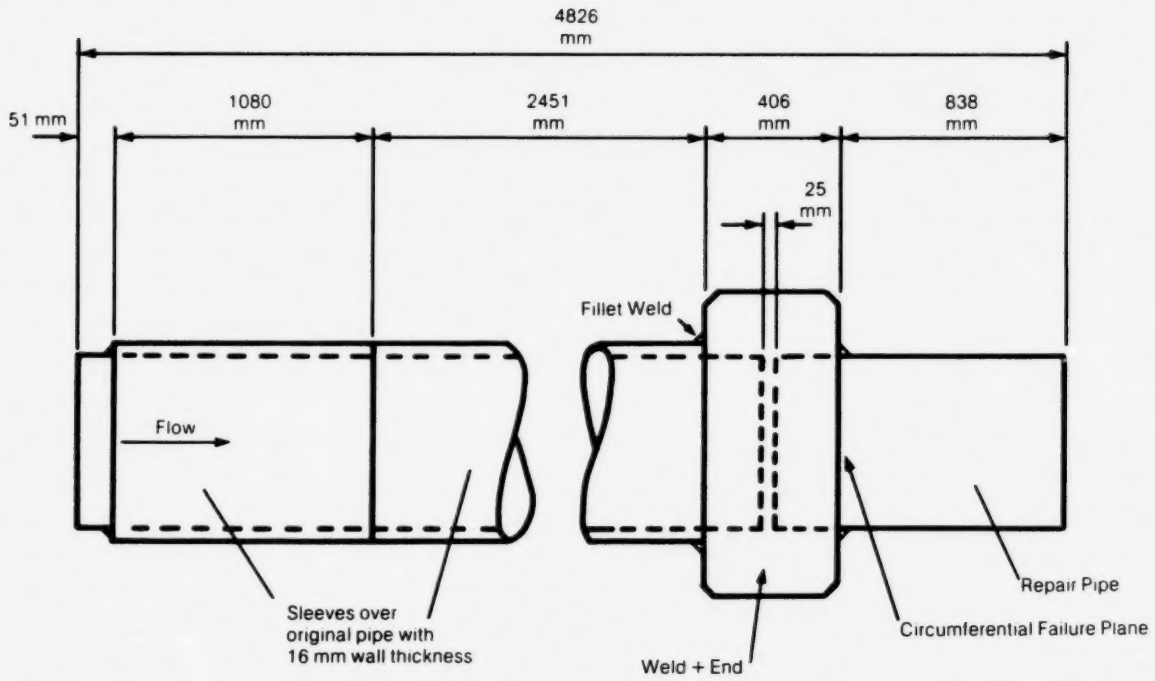
# Appendix VII

## Details of Pipe Section Examined for the Incident of 23 February 1983 at Kmp 82.3



# Appendix VIII

## Details of Pipe Section Examined for the Incident of 8 March 1976 at Kmp 121



# Appendix IX

**An Outline of Interprovincial Pipe Line Limited's Line No. 1 Operations on 19 February 1985 Between 07:00 and 13:05 hrs.**

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **09:00 hrs.** Steady pumping operation. natural gas liquids (NGL) being pumped out of Edmonton pump station (P.S.), and refined petroleum products (RPP) being delivered into Regina P.S. | For the Edmonton to Regina section the actual pumping rate between 07:00 to 09:00 hrs. was 1116 $m^3$/hr, while between 09:00 to 11:00 hrs. it was 1122 $m^3$/hr. |
| **11:00 hrs.** NGL being pumped out of Edmonton P.S., and RPP being delivered into Regina P.S. | Calculated pumping rate at Edmonton was 1057 $m^3$/hr. A total of 8 pump units were operating on Line No. 1 with 2 each at Edmonton and Hardisty P.S. and 1 each at Kerrobert, Milden, Loreburn and Craik P.S. |
| **11:53:52 hrs.** Suction pressure set point at Edmonton P.S. was 121 psi. | |
| **11:54:34 hrs.** Suction pressure set point was adjusted to 42 psi at the Edmonton P.S. when the case and suction pressures were 748 and 131 psi respectively. | The set point was adjusted to prepare for completion of NGL batch and the start of the synthetic crude batch. Edmonton P.S. differential pressure was 617 psi. |
| **11:56:54 hrs.** Case and suction pressures at Edmonton P.S. were 789 and 67 psi respectively. | Edmonton P.S. differential pressure was 722 psi. |
| **11:58:48 hrs.** Case and suction pressures at Edmonton P.S. were 862 and 42 psi respectively. | Edmonton P.S. differential pressure was 820 psi. The increase in differential pressure at the Edmonton P.S. between 11:54 and 11:58 hrs. indicated the arrival of the heavier synthetic batch and resulted in higher energy demand and pressure downstream of the P.S. |
| **12:00 hrs.** Edmonton discharge pressure was 879 psi while the Hardisty suction and case pressures were 330 and 1040 psi respectively and Kerrobert suction pressure was 136 psi. | The pipeline flowing conditions were as follows: between Edmonton and Hardisty P.S. pressure drop was 549 psi, and calculated flow was 1273 $m^3$/hr; and between Hardisty and Kerrobert P.S. pressure drop was 904 psi and calculated flow was 1163 $m^3$/hr. |

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **12:23 hrs.**<br>Edmonton discharge pressure was 891 psi while the Hardisty suction and discharge pressures were 455 and 1040 psi respectively; and the Kerrobert suction pressure was 136 psi. | Pipeline flowing conditions were as follows: for the Edmonton to Hardisty section the pressure drop was 436 psi and calculated flow was 1116 $m^3$/hr; and for the Hardisty to Kerrobert section the pressure drop was 904 psi and calculated flow was 1169 $m^3$/hr. |
| **12:23:31 hrs.**<br>Pump unit no. 1.3 at the Edmonton P.S. started. | To eliminate throttling at Edmonton P.S., Edmonton initiated the start up of pump unit no. 1.3, a 750 HP unit and later, at 12:30:45, initiated the shut down of pump unit no. 1.1, a 1500 HP unit. It takes approximately 3 minutes before the pump delivers at full pressure into the pipeline. |
| **12:24:37 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 106, 998, and 891 psi respectively. | Edmonton P.S. was throttling on high case pressure when the discharge pressure set point was 887 psi. |
| **12:24:56 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 73, 943, and 877 psi respectively. | Edmonton P.S. suction and case pressures dropped 33 and 55 psi respectively in 19 seconds. |
| **12:24:59 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 65, 931 and 876 psi respectively. | Edmonton P.S. suction and case pressures had dropped 8 and 12 psi respectively in 3 seconds. |
| **12:25:00 hrs.**<br>Hardisty P.S. suction, case and discharge pressures were 460, 1244 and 1040 psi respectively. | Hardisty P.S. was throttling on high case pressure due to high case pressure. |
| **12:25:18 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 39, 887 and 876 psi respectively. | Edmonton P.S. suction and case pressure dropped 67 and 111 psi respectively in 41 seconds. |
| **12:25:19 hrs.**<br>All pump units on Line No. 1 were operating. Hardisty P.S. suction, case and discharge pressures were 366, 1150 and 1040 psi respectively. | Both Hardisty P.S. suction and case pressures had dropped 94 psi respectively in 19 seconds. |
| **12:26:29 hrs.**<br>Pump unit no. 1.3 at Edmonton P.S. commenced pumping. | At 12:23:31 this pumping unit started. |
| **12:26:51 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Edmonton P.S. shut down. | Edmonton shut down unit no. 1.1, a 1500 HP unit to complete the change from 3000 HP to 2275 HP units. |

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **12:27:42 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 82, 819 and 740 psi respectively. | Edmonton P.S. started throttling. The discharge and suction pressure set points were 887 and 52 psi respectively. At this point, a total of 79 psi was being throttled off between the case and the discharge pressures. |
| **12:30:17 hrs.**<br>Edmonton P.S. suction, case and discharge pressures were 63, 803 and 612 psi respectively. | At this time, a total of 79 psi was being throttled off between the case and discharge pressures. |
| **12:33:31 hrs.**<br>Hardisty P.S. suction, case and discharge pressures were 112, 830 and 798 psi respectively. | Hardisty P.S. started throttling on low suction pressure. The suction pressure set point was set at 123 psi. |
| **12:37 hrs.**<br>**Status Report of Pipeline Flows**<br>**Station** **Calculated flow $m^3/hr$**<br>Edmonton 1098<br>Hardisty 779<br>Kerrobert 923<br>Milden 1065<br>Loreburn 1031<br>Craik 1120 | Information appearing on the CRT screen illustrates reduced flows downstream of Hardisty and Kerrobert P.S. |
| **12:37:28 hrs.**<br>Pump unit no. 1.3 at Edmonton P.S. locked out. | Unit no. 1.3 automatically shut down by Edmonton P.S. control system to protect the P.S. from low suction pressure. |
| **12:38 hrs.**<br>**Status Report on Station Pressures (psi)**<br>**SPSP* Suct Case Disc DPSP****<br>Edmonton 57 110 552 532 887<br>Hardisty 123 122 783 545 1036<br>Kerrobert 130 132 590 357 831<br>Milden 178 177 367 281 703<br>Loreburn 127 124 428 359 748<br>Craik 123 260 462 455 777<br>Regina<br>Note: * SPSP - suction pressure set point<br>** DPSP - discharge pressure set point | All P.S.s downstream of Edmonton, with the exception of the Craik P.S., throttling on low suction pressure. From 12:23 to 12:38 hrs., the differential section pressure between Edmonton and Hardisty P.S. was reduced to 410 from 436 psi and between Hardisty and Kerrobert P.S. to 413 from 904 psi. |
| **12:39:21 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Craik P.S. shut down. | Edmonton shut down unit no. 1.1 at Craik P.S. to slow the flow rate down. |
| **12:40:18 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Edmonton P.S. started. | Edmonton initiated the start up of pump unit no. 1.1 to compensate for the loss of pump unit no. 1.3 which locked out on low suction at 12:37:28 hrs. |

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **12:40:50 hrs.**<br>First leak message appeared at the bottom of the screen with alarm as follows: "Line 1 suspected leak YP (Hardisty P.S.)" | Pipeline flowing conditions at this time were as follows:<br>**Station** — **Calculated flow $m^3/hr$**<br>Edmonton — 1045<br>Hardisty — 697<br>Kerrobert — 760 |
| **12:41:59 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Loreburn P.S. shut down. | Edmonton initiated the shut down of pump unit no. 1.2 at Loreburn. |
| **12:43:19 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Kerrobert P.S. locked out. | Pump unit no. 1.1 was shut down by the automatic station control on low suction pressure. |
| **12:43:32 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Milden P.S. shut down. | Edmonton initiated the shut down of pump unit at Milden. |
| **12:43:45 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Edmonton P.S. commenced pumping into the line. | At 12:40:18 unit no. 1.1 was started up by Edmonton. |
| **12:44:33 hrs.**<br>Pump unit no. 1.3 at Hardisty P.S. shut down. | Edmonton initiated the shut down of pump unit no. 1.3, to eliminate throttling on low suction at the station. |
| **12:45:56 hrs.**<br>A second leak message appeared at the bottom of the screen with alarm as follows: "Line 1 suspended leak YP (Hardisty P.S.)" | Pipeline flowing conditions at this time were as follows:<br>**Station** — **Calculated flow ($m^3/hr$)**<br>Edmonton — 1111<br>Hardisty — 470<br>Kerrobert — 372 |
| **12:48:52 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Kerrobert P.S. started. | Edmonton initiated the start up of pump unit no. 1.1 at Kerrobert. |
| **12:51:01 hrs.**<br>Third leak message appeared at the bottom of the screen with alarm as follows: "Line 1 suspended leak YP (Hardisty P.S.)" | Pipeline flowing conditions at this time were as follows:<br>**Station** — **Calculated flow ($m^3/hr$)**<br>Edmonton — 1233<br>Hardisty — 513<br>Kerrobert — 483 |
| **12:52:21 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Kerrobert P.S. commenced pumping into the line. | |

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **12:52:52 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Kerrobert P.S. locked out automatically on low suction. | The unit shut down automatically by station control because the suction pressure had dropped below the suction pressure set point upon commencement of pumping by the unit. Edmonton had initiated start up of the unit at 12:48:52. |
| **12:53:24 hrs.**<br>Suction pressure set point at Kerrobert P.S. adjusted upward to 198 psi from 130 psi. | Suction pressure was 258 psi when Edmonton increased the suction pressure set point to 198 psi. |
| **12:54:14 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Kerrobert P.S. started. | Edmonton initiated the start up of pump unit no. 1.2. |
| **12:54:49 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Midlen P.S. started. | Edmonton initiated the start up of unit no. 1.1. |
| **12:56:07 hrs.**<br>Fourth leak message appeared at the bottom of the screen with alarm as follows:"Line 1 suspended leak YP (Hardisty P.S.)" | Pipeline flowing conditions at this time were as follows:<br>**Station** — **Calculated flow ($m^3$/hr)**<br>Edmonton — 1249<br>Hardisty — 523<br>Kerrobert — 485 |
| **12:57:04 hrs.**<br>Suction pressure set point at Loreburn P.S. adjusted upward to 201 psi from 127 psi. | Suction pressure set point increased by Edmonton. |
| **12:57:19 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Loreburn P.S. started. | Edmonton initiated the start up of pump unit no. 1.2. |
| **12:57:39 hrs.**<br>Suction pressure at Kerrobert P.S. was 291 psi. | Suction pressure set point of 198 psi at this time. |
| **12:58:03 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Kerrobert P.S. commenced pumping into the line. | At 12:54:14 hrs. pump unit no. 1.2 started up. |
| **12:58:04 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Milden P.S. commenced pumping into the line. | At 12:54:49 hrs. pump unit no. 1.1 started up. |
| **12:59:12 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Kerrobert P.S. locked out. | This unit had commenced pumping into the pipeline at 12:58:03 hrs. and was shut down automatically by station control on low suction pressure. |
| **12:59:42 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Loreburn P.S. shut down. | Edmonton initiated the shut down of the pump unit prior to the commencement of pumping into the pipeline. Pumping unit started up by Edmonton at 12:57:19 hrs. |

| Evidence | Observation/Explanation |
|---|---|
| **13:01:13 hrs.**<br>Fifth leak message appeared at the bottom of the screen with announciation alarm as follows:"Line 1 suspected leak YP (Hardisty P.S.)" | Pipeline flowing condition at this time were as follows:<br><br>**Station** — **Calculated flow ($m^3$/hr)**<br>Edmonton — 1255<br>Hardisty — 574<br>Kerrobert — 555 |
| **13:03 hrs.**<br>Phone message indicating possible pipeline incident received by shift dispatcher from Mr. Ken Lien. | Shift dispatcher received a phone call regarding visible cloud in a field adjacent to the Ryley Road. |
| **13:03:11 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Edmonton P.S. shut down. | Edmonton initiated shut down of Line No. 1 pumping units. |
| **13:03:15 hrs.**<br>Pump unit no. 1.2 at Edmonton P.S. shut down. | Edmonton initiated shut down. |
| **13:03 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Milden P.S. shut down. | Edmonton initiated shut down. |
| **13:04:21 hrs.**<br>Pump unit no. 1.1 at Hardisty P.S. shut down. | Edmonton initiated shut down. |

**Table 1**
**IPL Line No. 1 Sectionalizing Valves**
**Edmonton to Hardisty**

| Location | Km Post | Comments |
|---|---|---|
| Edmonton Terminal downstream station boundary | 0.00 | Motor operated |
| Main Line | 8.19 | Remotely operated |
| Main Line | 15.18 | Remotely operated |
| Main Line | 27.65 | Remotely operated |
| Kingman Station upstream station boundary | 51.24 | Remotely operated |
| Main Line | 60.56 | Remotely operated |
| Main Line | 69.40 | Remotely operated |
| Main Line | 93.84 | Hand operated |
| Strome Station upstream station boundary | 112.13 | Remotely operated |
| Main Line | 142.64 | Remotely operated |
| Main Line | 154.05 | Remotely operated |
| Main Line | 168.21 | Remotely operated |
| Hardisty Station upstream station boundary | 175.45 | Remotely operated |

**Table 2**
**Chemical Properties of Pipe in IPL System**

| Line | C | Mn | P | S | CE | Comments |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0.32 | 1.03 | 0.014 | 0.025 | 0.49 | (1) installed 1950 |
| 2 | 0.32 | 1.04 | 0.016 | 0.036 | 0.49 | (1) installed 1956 |
| 3 | 0.31 | 1.14 | 0.015 | 0.027 | 0.50 | (1) installed 1967 |
| 4 | 0.20 | 1.38 | 0.020 | 0.014 | 0.43 | (1) installed 1972 |
| 2 | 0.25 | 1.12 | 0.013 | 0.012 | 0.44 | 8 March 1976 incident (2)(3) |
| 1 | 0.32 | 1.03 | 0.014 | 0.025 | 0.49 | 23 February 1983 incident (2) |
| 1 | 0.29 | 1.15 | 0.019 | 0.027 | 0.48 | 19 February 1985 incident (2) |

Comments:
(1) Average chemistry from mill reports
(2) Actual chemistry of pipe involved in incident
(3) Failed repair pipe manufactured in 1969

Abbreviations:
C carbon
CE carbon equivalent
Mn manganese
P phosphorus
S sulphur

CANADA

# OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
# RAPPORT

relativement à un accident
survenu le 19 février 1985
à proximité de Camrose (Alberta) sur le réseau pipelinier
de la société Pipe Line Interprovincial Limitée

**Juin 1986**

# OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
# RAPPORT

relativement à un accident
survenu le 19 février 1985
à proximité de Camrose (Alberta) sur le réseau pipelinier
de la société Pipe Line Interprovincial Limitée

**Juin 1986**

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE22-3/1986-1F
ISBN 0-662-93782-1

**Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.**

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

**This report is published separately in both official languages.**

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

## Énoncé et comparutions

RELATIVE À la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ) et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À un accident survenu le 19 février 1985 près de Camrose (Alberta), sur le réseau pipelinier de la société Pipe Line Interprovincial Limitée; et

RELATIVE À une enquête tenue par l'Office national de l'énergie, conformément aux articles 20 et 39 de la Loi sur l'ONÉ, aux termes de l'ordonnance n$^{O}$ MH-2-85.

ENTENDUE À Edmonton (Alberta) les 26, 27, 28, 29 et 30 mars 1985, et les 22, 23 et 24 octobre 1985.

**DEVANT:**

| | |
|---|---|
| J.R. Jenkins | Membre présidant |
| J. Farmer | Membre |
| A.B. Gilmour | Membre |

**COMPARUTIONS:**

| | |
|---|---|
| D. Thomas<br>A. Moen<br>W.E. Omoth | Pipe Line Interprovincial Limitée |
| T. Kulasa | Mme Mary Guthrie |
| N.W.P. Boyle | Trans Mountain Pipe Line Company |
| R.W. Riegert | Shell Canada Limitée |
| L. Keough<br>A. Macdonald | Office national de l'énergie |

**Table des matières**


| | Page |
|---|---|
| Énoncé et comparutions | (i) |
| Table des matières | (ii) |
| Abréviations | (iv) |
| Définitions | (v) |
| 1.0 Résumé et introduction | 1 |
| 1.1 Résumé | 1 |
| 1.2 Introduction | 1 |
| 2.0 Enquête | 3 |
| 2.1 Circonstances entourant l'accident | 3 |
| 2.2 Blessures résultant de l'accident | 6 |
| 2.3 Dommage causé aux véhicules et à l'équipement, et perte de produit | 6 |
| 2.4 Réparation antérieure de l'oléoduc, à l'emplacement de l'accident | 7 |
| 2.5 Le réseau d'oléoducs | 7 |
| 2.5.1 Description du réseau d'oléoducs de PIL | 7 |
| 2.5.2 Liquides de gaz naturel | 8 |
| 2.6 Examen métallurgique du bris de la canalisation | 8 |
| 2.7 Bris semblables sur le réseau de PIL | 9 |
| 2.7.1 Incident pipelinier du 23 février 1983 | 9 |
| 2.7.2 Incident pipelinier du 8 mars 1976 | 10 |
| 2.7.3 Ressemblance entre les ruptures pipeliniers du 19 février 1985, du 23 février 1983 et du 8 mars 1976 | 11 |
| 2.8 Exigences en matière de réglementation et de code | 11 |
| 2.8.1 Exigences en matière de réglementation pour le travail d'entretien des pipelines | 11 |
| 2.8.2 Autres exigences en matière de code et de réglementation | 12 |
| 2.9 Manuels de la société | 12 |
| 2.10 Questions relatives à la sécurité | 13 |
| 3.0 Analyse | 15 |
| 3.1 L'accident | 15 |
| 3.1.1 Examen des activités au site de l'accident | 15 |
| 3.1.2 Examen de l'accident par PIL | 16 |
| 3.2 Bris pipelinier du 19 février 1985 | 18 |
| 3.2.1 Fissure provoquée par la présence d'hydrogène | 18 |
| 3.2.2 Contraintes de traction et fissures provoquées par la présence d'hydrogène | 18 |
| 3.2.3 Fissuration de soudage et fissurations provoquées par hydrogène | 18 |
| 3.2.4 Susceptibilité microstructurelle à la fissuration | 19 |
| 3.3 Pratiques de soudage de manchon de PIL et fissuration provoquée par la présence d'hydrogène | 19 |
| 3.4 Essai non destructif | 20 |
| 3.5 Propagation de la fissure déjà existante | 21 |
| 3.6 Renfort du pipeline par l'installation de manchons | 22 |
| 3.6.1 Répartition de la tension | 22 |
| 3.6.2 Gonflement restreint | 22 |
| 3.6.3 Installation d'un manchon sur des défauts non étanches | 22 |
| 3.6.4 Manchons précontraints | 22 |
| 3.6.5 Programme d'élaboration d'une méthode de soudage d'angle de PIL | 22 |
| 3.6.6 Groupe de travail sur l'intégrité de la canalisation de PIL | 23 |

3.7 Conditions d'exploitation antérieures au bris ..... 25
3.7.1 Système de contrôle du pipeline ..... 25
3.7.2 Exploitation pipelinière ..... 25
3.8 Programmes de formation pour les employés de PIL ..... 26
3.8.1 Formation des employés de pipeline ..... 26
3.8.2 Programme de formation des opérateurs de pipelines ..... 27

4.0 Conclusions de l'Office ..... 29

4.1 Cause probable de l'accident ..... 29
4.2 Questions particulières ..... 29
4.2.1 Motifs d'ordre métallurgique du bris de l'oléoduc ..... 29
4.2.2 Contrôle de supervision et système de détecteur des fuites ..... 30

5.0 Recommandations ..... 31

5.1 Manuels de procédures d'urgence ..... 31
5.2 Le manuel de procédure de la société ..... 32
5.3 Surveillance ..... 32
5.4 Vérification en matière de sécurité ..... 33
5.5 Formation ..... 33
5.6 Procédures de soudage ..... 33
5.7 Essais non destructifs ..... 34
5.8 Entretien futur de la canalisation ..... 34
5.9 Intégrité de la canalisation ..... 34
5.10 Protection cathodique ..... 35
5.11 Fissures dans les soudures ..... 35
5.12 Système de surveillance du contrôle et de l'acquisition des données (SCADA) et système de détection des fuites ..... 36

**Liste des annexes**

I Pipe Line Interprovincial Limitée — Carte des vannes — Canalisation n$^{o}$ 1 — De Edmonton à Hardisty (Alberta) ..... 39

II Fuite sur la canalisation n$^{o}$ 1 au pKm 84,12 — Plan de l'emplacement ..... 40

III Fuite de la canalisation n$^{o}$ 1 au pKm 84,12 — Site de l'emplacement ..... 41

IV Détail de la réparation du manchon — Dessin de PIL n$^{o}$ A-3.701-6250-0-0 ..... 42

V Manchons d'encerclement au tube sans sabot — Dessin de PIL n$^{o}$ D-3.0.9249-0-0 ..... 43

VI Détails de la coupe de la canalisation examinée en raison de l'incident du 19 février 1985, au pKm 84,12 ..... 44

VII Détails de la coupe de la canalisation examinée en raison de l'incident du 23 février 1983 au pKm 82,3 ..... 45

VIII Détails de la coupe de la conduite examinée en raison de l'incident du 8 mars 1976 au pKm 121 ..... 46

IX Exposé des opérations effectuées à la canalisation n$^{o}$ 1 de la société Pipe Line Interprovincial Limitée, le 19 février 1985 entre 7 h et 13 h 05 ..... 47

**Liste des tableaux**

1 Vannes de sectionnement — Canalisation n$^{o}$ 1 de PIL ..... 54

2 Propriétés chimiques de la canalisation dans le réseau PIL ..... 54

## Abréviations

| | |
|---|---|
| **ACNOR** | Association canadienne de normalisation |
| **APC** | Association pétrolière du Canada |
| **bbl/min** | Baril/minute |
| **C** | Carbone |
| **Canalisation n$^{o}$ 1** | Canalisation n$^{o}$ 1 de la société Pipe Line Interprovincial Limitée |
| **CE** | Équivalent en carbone |
| **CRT** | Tube à rayons cathodiques |
| **DE** | Diamètre extérieur |
| **ERW** | Soudé par résistance électrique |
| **ETC** | Évaluation technique critique |
| **GRC** | Gendarmerie Royale du Canada |
| **HNR** | Heure normale des Rocheuses |
| **HPV** | Haute pression de vapeur |
| **kJ/mm** | Kilojoule/millimètre |
| **km** | Kilomètre |
| **kPa** | Kilopascal |
| **LGN** | Liquides de gaz naturel |
| **LEL** | Limite d'explosivité inférieure |
| **m** | Mètre |
| **m$^{3}$** | Mètre cube |
| **m$^{3}$/h** | Mètre cube/heure |
| **mm** | Millimètre |
| **Mn** | Manganèse |
| **Norme Z183 de l'ACNOR** | Norme Z183 de l'ACNOR, intitulée "Réseaux de transport d'huile par pipe-lines" |
| **Office** | Office national de l'énergie |
| **ONÉ** | Office national de l'énergie |
| **P** | Phosphore |
| **PIL** | Pipe Line Interprovincial Limitée |
| **pKm** | Point kilométrique |
| **PPR** | Produits pétroliers raffinés |
| **Règlement** | Règlements sur les pipelines de l'Office national de l'énergie |
| **S** | Soufre |
| **S.P.** | Station de pompage |
| **W.T.** | Épaisseur de paroi |
| **ZAC** | Zone affectée par la chaleur |

## Définitions

| | |
|---|---|
| **Acier effervescent** | Acier coulé en lingots après son élaboration; il se solidifie sans agents de désoxydation particuliers. (rimmed steel) |
| **Acier semi-calmé** | Acier auquel est ajouté, après son élaboration, une quantité suffisante d'agents de désoxydation pour éliminer une partie de l'oxygène dissous. (semi-killed steel) |
| **Arrêt** | Losque la pression d'aspiration tombe au-dessous du point de contrôle de la pression d'aspiration de la station, la station de contrôle arrête automatiquement l'unité de pompage, évitant ainsi que la station ne subisse une baisse de pression d'aspiration. (lock-out) |
| **Bouchon obturateur** | Dispositif enregistré de la société T.D. Williams Inc.; appareil destiné à obturer des pipelines à haute pression. (stopple) |
| **Débit calculé** | Le débit qui s'écoule entre deux stations de pompage est calculé par le centre de commande informatique sur une base régulière, en utilisant la pression de refoulement à la station en amont, la pression d'aspiration à la station en aval, la description de la partie entre les stations de pompage, des renseignements sur le contenu de la conduite provenant du dernier résultat de lot, la température du produit et d'autres renseignements pertinents. (calculated flow) |
| **Historique** | Dossier informatique qui donne des renseignements pour chaque station, notamment, les pressions d'exploitation, les points de contrôle de la pression, l'état des unités de pompage et d'autres renseignements. Ces données peuvent être extraites pour une période allant jusqu'à quatre heures et affichées sur l'écran de l'opérateur. Ces fichiers fournissent des renseignements sur les quatre heures précédentes, à quatre minutes d'intervalle. (historicals) |
| **Linalog** | Marque de commerce déposée de l'AMF Inc., qui désigne un outil d'inspection interne utilisé pour déceler la corrosion d'un pipeline. |
| **Liquides de gaz naturel** | La description des liquides de gaz naturel est fournie à la section 2.5.2 du présent rapport. |
| **Pression à l'intérieur** | La pression pipelinière enregistrée de la pompe dans la tuyauterie de la station de pompage située en aval des pompes et en amont de la vanne de contrôle de la station de pompage. (case pressure) |
| **Pression d'aspiration** | La pression pipelinière enregistrée du côté en amont de la station de pompage. (suction pressure) |
| **Pression de refoulement** | La pression pipelinière enregistrée dans la tuyauterie de la station de pompage située en aval de la vanne de contrôle de la station de pompage. (discharge pressure) |

| | |
|---|---|
| **Pression différentielle** | La différence au niveau de la pression entre la pression de refoulement à la station de pompage située en amont et la pression d'aspiration de la station située en aval. (differential section pressure) |
| **Raté (d'allumage)** | Le raté est attribuable à l'explosion prématurée des vapeurs d'hydrocarbures dans le cylindre d'un moteur à combustion interne ou dans le tuyau d'échappement du moteur. (backfire) |
| **Réglage du débit** | Lorsque la pression d'aspiration, la pression à l'intérieur d'une pompe ou les pompes dépassent des conditions normales réglées à l'avance, la vanne de commande de la station, située en aval des pompes, réagit automatiquement pour restreindre le débit. Ceci entraîne une réduction dans la pression de débit des pompes, donnant lieu à une pression de refoulement plus faible et à une pression plus faible en aval de la vanne de commande. (throttling) |
| **Réglage de l'aspiration** | Lorsqu'une station de pompage fonctionne à fort débit, la pression d'aspiration peut tomber en-dessous du point de contrôle de la pression d'aspiration. Lorsque cette situation survient, la vanne de commande de la station, située en aval des pompes, réagit automatiquement pour restreindre le débit. Ceci permet à la pression de refoulement de la pompe de décroître ainsi lorsqu'elle traverse la vanne de commande. (throttling on suction) |
| **Soudure d'angle** | Soudure de section transversale à peu près triangulaire qui sert à assembler deux surfaces faisant entre elles un angle droit ou presque; on distingue les assemblages en angle extérieur, en angle intérieur, et les recouvrements ou clins (se reporter au dessin de l'annexe VI). (fillet weld) |
| **Tube de conduite de nuance X52** | Tube de conduite en acier fabriqué de façon à respecter la spécification de l'American Petroleum Institute intitulée "Tube de conduite à haute résistance". (grade X52 line pipe) |
| **Vérification analogique** | Il s'agit d'une comparaison régulière des lectures de pression entre le centre de commande informatique et la station de pompage. Ce travail est accompli mensuellement par le répartiteur en poste, de concert avec le personnel de la station de commande à distance. (analogue check) |
| **"Weld end"** | Marque de commerce déposée par la société de Plidco International Inc., qui désigne un dispositif de manchon pour tube. (weld end) |
| **Zone affectée par la chaleur** | La région du métal de base entourant une soudure qui a subi un changement de microstructure, attribuable à l'apport de chaleur d'un soudage. (heat affected zone) |

# Chapitre 1
# Résumé et introduction

## 1.1 Résumé

Vers 12 h 23 HNR, le 19 février 1985, une fuite dans l'oléoduc de 508 mm de PIL, laissa échapper des liquides de gaz naturel dans l'atmosphère. La fuite eut lieu aux abords d'un bourbier situé dans le champ d'un agriculteur, à environ 27 km au nord-est de Camrose (Alberta). Près de neuf heures plus tard, les liquides de gaz naturel qui s'échappaient se sont enflammés. Le feu qui s'ensuivit entraîna la mort de deux personnes et des brûlures graves à trois autres. En plus, environ 2 800 $m^3$ LGN furent perdus; une camionnette pick-up de 3/4 de tonne, un camion à plate forme de 2 1/2 tonnes et une familiale furent détruits, tandis que deux autres pièces de la machinerie d'excavation et une installation d'éclairage furent endommagés.

L'Office national de l'énergie a conclu que la cause de l'échappement des LGN était attribuable à la rupture d'une soudure d'angle sur un manchon d'encerclement. La soudure d'angle s'est rompue en raison d'une fissure provoquée par la présence d'hydrogène. L'inflammation des vapeurs de LGN qui s'échappaient est survenue vers 20 h 30 HNR. Un changement d'environ 180° de la direction du vent a fait dériver les vapeurs de LGN vers le lieu où l'équipe d'entretien du pipeline, qui préparait le site pour y faire une réparation, avait laissé des véhicules stationnés, avec le moteur en marche. L'accident aurait pu être évité si l'équipe de réparation du pipeline avait procédé au brûlage à la torche des vapeurs de gaz de LGN qui s'échappaient ou si l'équipe s'était installée sur un terrain plus élevé et plus éloigné du lieu de la fuite et si elle avait eu à sa disposition d'autres détecteurs de gaz à limite d'explosivité inférieure et des dispositifs pour surveiller la direction du vent.

## 1.2 Introduction

La société Pipe Line Interprovincial Limitée (PIL) et sa filiale à part entière, Lakehead Pipe Line Company Inc. (Lakehead), possèdent et exploitent, à titre de transporteurs communs, un réseau d'oléoducs qui s'étend sur 3 800 km, d'Edmonton (Alberta) à Montréal (Québec). Le bureau chef de PIL est à Toronto (Ontario). Le réseau d'oléoducs comprend trois canalisations parallèles, appelées canalisations n° 1, 2 et 3, qui s'étendent d'Edmonton à Superior (Wisconsin). De plus, la société a installé dans certaines régions un doublement appelé canalisation n° 4. Des oléoducs supplémentaires ont été installés entre Superior et Sarnia (Ontario) afin d'approvisionner les marchés de Toronto, de Buffalo, de Chicago, de New York et de Montréal.

PIL achemine par pompage une grande variété de produits, notamment du pétrole brut, de l'essence, des carburéacteurs, de l'huile de chauffe, du diesel et des liquides de gaz naturel (LGN). Ces derniers sont les produits les plus dangereux.

PIL est assujetti à la réglementation par l'Office national de l'énergie (l'Office), en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ). Conformément au règlement d'application de la Loi sur l'ONÉ, la fuite a été signalée pour la première fois à l'Office par PIL à 20 h,* le 19 février 1985, tandis que le feu subséquent lui fut signalé à 0 h 30 le 20 février 1985. Étant donné la nature sérieuse et les conséquences tragiques de la fuite, l'Office a tenu une enquête publique sur l'accident, conformément à son ordonnance n° MH-2-85.

L'enquête publique a eu lieu à Edmonton (Alberta), en deux étapes. La première, la Phase I, a débuté le 26 mars 1985 et a été ajournée le 30 mars 1985. La Phase II s'est déroulée du 22 au 24 octobre 1985.

L'Office cherchait, par cette enquête, à déterminer si des changements quelconques devraient être apportés, soit dans la méthode d'exploitation de PIL ou dans la manière par laquelle PIL est réglementé par l'Office, afin d'éviter qu'un accident semblable se répète. Dans sa déclaration préliminaire à l'enquête publique, l'Office a déclaré que selon la preuve fournie, il pourrait peut-être obliger la société, conformément à ses pouvoirs que lui confère l'article 39 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, à effectuer des modifi-

* Toutes les heures sont indiquées en heure normale des Rocheuses

cations au règlement relevant de la Loi sur l'ONÉ, qui régit la construction et l'exploitation des pipelines.

L'Office voulait également vérifier s'il y avait eu violation de la Loi sur l'ONÉ ou de ses règlements en vigueur qui aurait contribué à l'accident.

Les instructions relatives à la procédure, ordonnance n$^{o}$ MH-2-85, précisaient les domaines faisant l'objet de l'enquête, à savoir:

1) les circonstances entourant l'accident et la cause probable de l'accident;

2) l'état de l'oléoduc à l'endroit où le bris a eu lieu, y compris toute réparation externe ayant déjà été faite à ce même endroit;

3) les conditions d'exploitation de l'oléoduc avant le bris;

4) l'emploi de manchons comme technique de réparation sur l'oléoduc,

5) les méthodes d'exploitation, d'entretien et de sécurité, y compris la formation des employés, qui s'appliquent à la réaction de la société en cas de fuites dans l'oléoduc, particulièrement les fuites des liquides de gaz naturel; et

6) les mesures possibles pour éviter la répétition d'un tel accident.

L'Office tient son mandat, en ce qui concerne la présente enquête, des articles 20 et 39 de la Loi sur l'ONÉ. Selon l'article 20, l'Office peut tenir une audience publique sur n'importe quel sujet, s'il estime opportun de le faire. En vertu de l'article 39, l'Office a le mandat de promouvoir la sécurité dans l'exploitation d'un pipeline et il a expressément le pouvoir de prendre des règlements visant la protection des biens et de l'environnement et la sécurité du public et des employés de la compagnie, en ce qui a trait à la construction, l'exploitation et l'abandon d'un pipeline.

# Chapitre 2
# Enquête

## 2.1 Circonstances entourant l'accident

Le 19 février 1985, les opérateurs du centre de contrôle de l'oléoduc ont commencé leur travail d'équipe quotidien au centre de commande du terminal d'Edmonton (terminal) au lieu de se rendre au centre de contrôle principal de la rue Jasper de PIL. Cette procédure respecte la politique de la société selon laquelle une équipe par mois doit travailler à partir du terminal afin que les opérateurs se familiarisent avec le centre de commande du terminal auxiliaire.

L'équipe du matin a commencé son travail à 7 h. Les consoles d'exploitation du terminal sont identiques à celles situées au centre de commande principal. M. Richard Dickhouf, opérateur stagiaire, veillait depuis le début de son arrivée, au fonctionnement des canalisations n$^{o}$ 1 et 3.

Un peu avant 11 h 56, PIL injectait un lot de 34 102 m$^{3}$ de LGN dans la canalisation n$^{o}$ 1 à Edmonton. Au même moment, PIL livrait des produits pétroliers raffinés (PPR) de sa canalisation n$^{o}$ 1 à sa station de pompage de Regina. À 11 h 56, l'injection des LGN dans la canalisation n$^{o}$ 1 à la station de pompage d'Edmonton était terminée et l'injection d'un lot de pétrole synthétique commença. Le changement de produit a entraîné une augmentation de pression de refoulement à Edmonton. Après 11 h 56, la pression d'aspiration à la première station située en aval, Hardisty, avait commencé à augmenter, reflétant ainsi l'augmentation de la pression dans l'oléoduc en raison de l'introduction du pétrole synthétique.

À 12 h 23, afin de réduire la pression d'aspiration élevée à la station de pompage de Hardisty, M. Dickhouf a demandé à l'opérateur du terminal d'Edmonton de diminuer la puissance totale de pompage à Edmonton. Vers 12 h 24, une chute rapide dans la pression d'aspiration à la station d'Edmonton a été constatée, suivie quelques secondes plus tard d'une chute dans la pression d'aspiration à Hardisty. Ces fluctuations de la pression furent attribuées aux changements de produits dans les unités de pompage à Edmonton. La station de pompage d'Edmonton a alors commencé le réglage du débit en raison de la faible pression d'aspiration. Une vérification auprès du personnel de la station, quant à des problèmes possibles au niveau des unités de pompage, a indiqué que tout était en ordre. La surveillance des opérations pipelinières continua.

À 12 h 37, l'unité de pompage n$^{o}$ 1.3, à la station de pompage d'Edmonton, se ferma automatiquement et s'arrêta. M. Dickhouf communiqua avec son supérieur, Mlle Wendy Nicholson, pour étudier la situation de la canalisation n$^{o}$ 1 et revoir les informations précédentes sur l'exploitation. Vers 12 h 42, une autre vérification auprès de l'opérateur du terminal d'Edmonton fut faite afin de vérifier si l'arrêt résultait d'un problème de surpresseur ou de vanne. Les opérateurs ont conclu qu'il n'existait pas de problèmes comme tels. Une fois l'étude des conditions d'exploitation de la canalisation n$^{o}$ 1 terminée, M. Dickhouf et Mlle Nicholson ont informé M. Ed Trudel, répartiteur principal en poste, des conditions d'exploitation de la canalisation n$^{o}$ 1. Il a étudié les données pertinentes à la canalisation n$^{o}$ 1 et a noté ce qui suit:

1) l'unité n$^{o}$ 1.3 s'est arrêtée à la station de pompe d'Edmonton;
2) l'unité n$^{o}$ 1.1, également à Edmonton, démarrait; et
3) la station de pompage Hardisty fonctionnait au ralenti, à faible aspiration.

Selon lui, le troisième point était dû à l'arrêt de l'unité de pompage à Edmonton. Quand l'unité n$^{o}$ 1.1 à Edmonton recommença le pompage, la canalisation sembla revenir lentement à une pression d'exploitation normale. M. Trudel suggéra de diminuer la puissance de pompage à Hardisty afin d'éliminer le problème du ralenti. Cette mesure fut exécutée et la pression d'aspiration commença à remonter. À ce moment-là, M. Trudel pensa qu'il y avait une fuite parce que l'augmentation de la pression entre Edmonton et Hardisty était lente.

Vers 13 h, M. Trudel recevait un appel téléphonique de M. Ken Lien, propriétaire foncier, lui signalant la présence d'un nuage de vapeur dans un champ adjacent au chemin Ryley, situé à environ 27 km au nord-est de Camrose (voir annexe I). Vers 13 h 03,

M. Trudel ordonna à M. Dickhouf et à Mlle Nicholson de fermer la canalisation n$^{o}$ 1. Il informa ensuite M. Lien des dangers du LGN et lui a demandé son aide pour barricader le chemin jusqu'à l'arrivée du personnel de PIL au site. M. Trudel informa M. Merv Guthrie, contremaître de l'équipe d'entretien du pipeline de PIL à Edmonton, ainsi que M. Joe Smith, contremaître au terminal d'Edmonton, au sujet de la fuite sur la canalisation n$^{o}$ 1.

M. Smith, à son tour, informait M. Bert Sirois, chef de district de PIL, district d'exploitation n$^{o}$ 1 ainsi que M. Wayne Sartore, ingénieur du district, au sujet de la fuite. Deux employés de l'entretien électrique de PIL, en poste à Camrose, M. Mark Stronski et M. Terry Wagner, furent dépêchés aur les lieux de la fuite pour s'occuper des barricades du chemin.

Entre 13 h et 14 h, un automobiliste avertissait la Gendarmerie Royale du Canada (GRC) en poste à Camrose, du nuage de vapeur. La GRC transmit cette information au bureau chef de PIL à Edmonton. La société demanda l'aide de la GRC pour détourner le traffic sur le chemin Ryley. L'équipe d'entretien de Kerrobert de PIL fut également informée de l'incident et instruite d'y répondre. L'équipe devait remplacer celle d'Edmonton.

Vers 14 h 30, MM. Guthrie et John Armstrong, employé d'entretien du pipeline, arrivèrent à la barricade nord du chemin Ryley, dans la familiale de M. Guthrie. Peu après, d'autres membres du personnel d'entretien du pipeline, soit MM. Doug Bone, Les Cowie, Kerry Kelsey et Richard Wack arrivèrent sur les lieux. Ils se déplaçaient dans deux véhicules, soit une camionnette pick-up de 3/4 de tonne et un camion de soudage de 2 1/2 tonnes. MM. Bone et Cowie devaient s'occuper de la barricade sud sur le chemin Ryley (voir l'annexe II). Selon les instructions, MM. Kelsey et Wack devaient retourner à Edmonton et charger l'équipement nécessaire pour effectuer le travail de réparation.

À ce moment, selon le bureau de météorologie officiel le plus près du site de la fuite soit à l'aéroport international d'Edmonton, le ciel était ennuagé, avec un vent ouest sud-ouest soufflant à environ 11 km/h, et les températures fluctuaient entre 0 et +2°C. L'aéroport est situé à environ 75 km à l'ouest du site de la fuite. Au site lui-même, le sol était recouvert d'une mince couche de neige.

Au moment de la fuite, les équipes d'entretien de PIL avaient à leur disposition deux détecteurs de gaz à limite d'explosivité inférieure (LEL). Le contremaître de l'entretien transportait l'un de ses détecteurs dans son véhicule tandis que l'autre détecteur était dans le camion de soudage de 2 1/2 tonnes. Entre 14 h 30 et 16 h, à l'aide de ces deux détecteurs de gaz LEL, le personnel d'entretien de PIL effectuait une étude détaillée du site de la fuite, du chemin Ryley et des résidences avoisinantes situées à l'ouest du site de la fuite (voir annexe II).

Vers 15 h 30, M. Sartore arriva à la barricade nord du chemin Ryley. MM. Sartore et Guthrie examinèrent la zone de la fuite, en se servant du détecteur de gaz LEL de M. Guthrie et ils s'approchèrent à 12 m de la fuite du côté sud-ouest ou dans la direction du vent (voir annexe III). Ils remarquèrent que le sol au-dessus de la conduite était soulevé à deux endroits, d'où s'échappaient des LGN. Vers 11 h 30, M. Sartore fournit par communication radio à M. Sirois, au terminal d'Edmonton, une évaluation de la situation sur les lieux de la fuite. M. Sartore précisa la direction du vent, l'endroit où se trouvait une plaque liquide sur la neige, le sol dérangé, le gaz qui s'échappait, le fait que la fuite était située à proximité d'un bourbier et le terrain plus élevé situé au nord-ouest. M. Sartore indiqua également à M. Sirois qu'il s'agissait d'un bris important et qu'il faudrait sérieusement envisager un brûlage à la torche pour les trois raisons suivantes:

1) l'incertitude quant à la position des poches de gaz;

2) le fait que, sans brûlage à la torche, l'équipe devrait se fier à la stabilité de la direction du vent; et

3) il ferait noir dans l'heure et demi.

M. Sartore indiqua que des poches se trouvaient dans une dépression qui semblait contenir des vapeurs de LGN.

M. Sirois répondit qu'il hésitait à ordonner le brûlage à la torche par les motifs suivants:

1) en raison de son expérience passée d'un feu pipelinier qui avait entraîné la mort de deux personnes;

2) parce que le brûlage à la torche retarderait la fin des travaux de réparation; et

3) parce que, selon la direction du vent et compte tenu des barricades sur le chemin Ryley, la situation était sous contrôle.

M. Sirois recommandait plutôt de commencer par installer un bouchon en amont et que l'option du brûlage à la torche soit étudiée ultérieurement.

De son bureau situé au terminal d'Edmonton, M. Sirois communiqua avec M. Don Ross, directeur des opérations, afin de l'informer de la situation du bris sur la canalisation. M. Sirois exprima son hésitation à procéder au brûlage à la torche, en s'appuyant sur les trois rai-

sons qu'il avait données déjà à M. Sartore. M. Sirois ne transmit pas la recommandation de MM. Guthrie et Sartore quant au brûlage à la torche des vapeurs qui s'échappaient. M. Ross donna à M. Sirois l'autorisation de brûler à la torche les vapeurs qui s'échappaient s'il le jugeait nécessaire.

Vers 17 h 20, M. Sirois communiqua de nouveau avec MM. Guthrie et Sartore par radio, et leur annonça qu'il (M. Sirois) hésitait toujours à procéder au brûlage à la torche à moins que les gens sur le terrain ne considèrent que cette méthode soit totalement sûre et qu'il n'y avait aucune autre option. À titre de superviseurs sur le terrain, la décision quant à procéder au brûlage à la torche leur revenait. M. Sirois a de nouveau recommandé l'installation d'un bouchon en amont. À cette étape, MM. Sartore et Guthrie, les superviseurs sur les lieux, conclurent que l'option de brûlage à la torche avait été écartée pour le moment. M. Sirois, au cours de son témoignage, a déclaré qu'il n'avait jamais considéré l'option du brûlage à la torche comme étant écartée.

Un peu plus tôt ce même après-midi, des employés du terminal d'Edmonton de PIL avaient communiqué avec Kach Construction et avait demandé d'envoyer un Gradall ainsi qu'un opérateur au lieu de la fuite. Le Gradall est une machine d'excavation automotrice, semblable à une pelle mécanique, mais qui a un godet articulé, installé sur un bras téléscopique. Le Gradall servirait à creuser autour de la canalisation afin de commencer les travaux de réparation. Vers 17 h 30, le Gradall, conduit par M. Dennis Froese, arrivait à la barricade nord du chemin Ryley. Il commençait tout juste à faire noir.

M. Sartore a témoigné que M. Guthrie et lui-même avaient décidé que le meilleur accès à la fuite serait du côté ouest du champ. Les raisons qu'il a fournies pour prendre cette décision étaient que les vents étaient légers et venaient de l'ouest, que le terrain était légèrement plus élevé et qu'il descendait vers le site de la fuite (voir annexe III pour un plan détaillé du lieu de la fuite).

Vers 18 h, les travaux commencèrent sur une route d'accès passant par le champ jusqu'au lieu choisi pour y installer le bouchon en amont. Un tracto-chargeur de type Carterpillar, soit le modèle de tracteur N$^{O}$ 955, conduit par M. Guthrie fut utilisé pour ce travail. Ce véhicule avait été livré un peu plus tôt sur les lieux de la fuite par M. Conrad Vachon, employé de l'entretien de l'oléoduc, qui était retourné à Edmonton pour y chercher de l'équipement supplémentaire. M. Armstrong suivit le tracteur dans la familiale de M. Guthrie, tandis que M. Froese suivait avec le Gradall. M. Sartore est resté à la barricade nord. La décision de placer le bouchon en amont fut laissée à MM. Sartore et Guthrie, qui la prendraient sur place. Toutefois, M. Sartore a témoigné qu'il n'a pas discuté de l'emplacement définitif pour installer le bouchon en amont avec M. Guthrie. La direction de PIL a soutenu que les personnes en cause procédaient à des installations, à partir desquelles la réparation du bouchon pourrait commencer. Le site où l'équipement fut, de fait, installé se trouvait plus bas que les terrains élevés en amont du lieu de la fuite, à environ la même altitude que la fuite et à environ 220 m en amont de celle-ci (voir annexe III).

Entre 19 h 30 et 20 h 30, un certain nombre d'événements eurent lieu. M. Richard Wack, employé d'entretien du pipeline, arriva d'Edmonton à la barrière sud du chemin Ryley. MM. Cowie et Bone s'occupaient de la barricade. M. Wack conduisait une camionnette pick-up de 3/4 de tonne, en tirant une installation d'éclairage portative, alimentée au diesel. MM. Bone, Cowie et Wack tentèrent, sans succès, de faire démarrer l'installation d'éclairage à la barricade.

M. Wack avait deux détecteurs de gaz supplémentaires dans son camion, provenant du terminal d'Edmonton. Un des dispositifs était un détecteur de gaz LEL, mais pas du même genre à celui que possédaient les membres de l'équipe, tandis que l'autre était un détecteur de gaz toxique pour détecter la présence d'hydrogène sulfuré. M. Wack tenta de communiquer par radio avec M. Guthrie pour l'avertir de son arrivée à la barricade sud. M. Guthrie utilisait, à ce moment-là, le tracteur Caterpillar pour construire la route d'accès; alors, M. Wack s'adressa à M. Armstrong qui était dans la familiale de M. Guthrie et l'informa qu'il avait apporté d'autres détecteurs de gaz d'Edmonton. À la barricade sud, MM. Bone et Cowie avaient en leur possession un détecteur de gaz LEL dont s'était servi M. Bone un plus tôt dans l'après-midi. Ce dernier avait employé ce dispositif pour vérifier le nuage de vapeur qui dérivait au-dessus du chemin Ryley, entre les barricades nord et sud, soit à environ 0,4 km du lieu de la fuite.

Au cours de cette période, de 19 h 30 à 20 h 30, M. Armstrong a témoigné qu'après avoir terminé la construction de la route d'accès, M. Guthrie et lui-même étudièrent les lieux de la fuite en se servant de lampes de poche qu'ils tenaient dans leur main. Il a également affirmé que le détecteur de gaz de M. Guthrie, apporté, au début, sur les lieux de la fuite dans le véhicule de M. Guthrie, ne fonctionnait plus. Il avertit M. Guthrie de l'arrivée de M. Wack à la barricade sud, ainsi que des détecteurs de gaz supplémentaires. Après l'inspection du bris, M. Guthrie ordonna à M. Armstrong de construire une levée de neige entre le site de travail et le côté ouest du lieu de la fuite (voir annexe III). M. Guthrie donna instruction à

M. Wack et Bone par radio, d'amener la camionnette de 3/4 de tonne et l'installation d'éclairage dans l'aire de travail, en empruntant la route d'accès de l'ouest. M. Bone laissa le détecteur de gaz LEL qu'il avait utilisé plus tôt dans le camion de soudage, à la barricade sud, et accompagna M. Wack à l'aire de travail dans la camionnette de 3/4 de tonne. En arrivant à l'aire de travail, M. Wack avisa M. Guthrie qu'il avait deux détecteurs de gaz dans son camion. À peu près à ce moment-là, M. Kelsey, revenant d'Edmonton dans un camion de 2 1/2 tonnes, arriva au lieu de la fuite. Avant qu'il ait pu terminer la construction de la levée de neige, on demanda à M. Armstrong d'aider MM. Bone, Kelsey et Wack à faire démarrer l'installation d'éclairage. À ce moment-là, les membres de l'équipe d'entretien se trouvaient à environ à 220 m à l'ouest du bris pipelinier.

L'installation d'éclairage comprend une génératrice d'électricité alimentée par un petit moteur diesel muni d'un accumulateur de 12 volts. La génératrice d'électricité alimente un ensemble de projecteurs montés sur un mât pliant. Tout cet équipement est installé sur une remorque à un essieu, que peut tirer une camionnette. L'installation d'éclairage qui était réputée être difficile à faire partir par temps froid, ne s'alluma pas dans ce cas. Un premier survoltage de l'unité en se servant de l'accumulateur de 12 volts du camion de 2 1/2 tonnes échoua. M. Armstrong déplaça le tracteur Caterpillar, modèle n$^{o}$ 955, pour qu'il soit parallèle à l'installation d'éclairage. Les employés essayèrent de survolter l'installation d'éclairage en se servant de l'accumulateur de 24 volts du Caterpillar, en même temps qu'ils pulvérisaient du "Quick-Start", un produit chimique à base d'éther, dans la prise d'air du moteur. Cette tentative échoua également et M. Froese suggéra de survolter l'unité en se servant du Gradall, dont l'accumulateur de 12 volts était plus puissant. Le tracteur Caterpillar fut déplacé et remplacé par le Gradall. De nouveau, en se servant du "Quick-Star" et de l'accumulateur du Gradall, ils tentèrent de faire partir l'installation d'éclairage. Cette fois, l'installation d'éclairage fit un raté d'allumage et des flammes sortirent de son tuyau d'échappement. Finalement, l'unité démarra et le Gradall fut déplacé et stationné plus loin. Peu après, l'installation d'éclairage cala de nouveau et le Gradall fut ramené afin de la faire redémarrer. Pendant ce temps, selon les instructions de M. Guthrie, M. Armstrong devait prendre l'équipement de repérage de canalisation et commencer à repérer les trois oléoducs dans la zone. Toutefois, il fut incapable d'accomplir cette tâche parce que cet équipement ne fonctionnait pas en raison de batteries épuisées.

En même temps que ces activités se déroulaient sur les lieux de la fuite, et peu avant 20 h 30, MM. Ross et Don Savard, chef du district de l'ouest, arrivaient au terminal d'Edmonton pour passer prendre M. Sirois et se diriger vers le lieu de la fuite.

Vers 20 h 30, MM. Kelsey, Wack, Armstrong et Bone discutaient de l'odeur de gaz qui flottait dans l'air autour d'eux. De nouveau, M. Wack avisa M. Guthrie qu'il y avait d'autres détecteurs de gaz sur les lieux de la fuite. MM. Armstrong et Wack avaient également remarqué ce qu'il leur semblait être un brouillard au niveau du sol, autour de leurs jambes. Ils remarquèrent également que les moteurs des véhicules calaient ou marchaient à vide inégalement, et que le moteur de l'installation d'éclairage avait calé de nouveau. À ce moment-là, M. Kelsey monta dans le camion de 2 1/2 tonnes, soit pour arrêter le moteur, soit pour le faire redémarrer. Presque immédiatement, M. Froese vit une boule de feu exploser dans la cabine du camion de M. Kelsey et rapidement englober toute la zone de la fuite. Les six employés sur les lieux furent tous pris dans la boule de feu. Seul M. Bone put s'échapper sans blessure. De plus, six pièces d'équipement ont été soit détruites, soit endommagées. L'annexe III montre l'emplacement de cet équipement à ce moment-là.

Le feu a brûlé pendant presque deux jours, jusque vers 19 h, le 21 février 1985, lorsqu'il fut éteint par l'injection simultanée d'azote dans l'oléoduc à partir de deux vannes obturatrices, en amont et en aval des lieux de l'accident.

### 2.2 Blessures résultant de l'accident

M. Merv Guthrie et M. Kerry Kelsey ont été brûlés au troisième degré sur 80 et 90 pourcent du corps respectivement. Tous deux sont décédés à l'hôpital un peu plus tard.

M. John Armstrong et M. Dennis Froese ont été brûlés au troisième degré sur 50 pourcent et 70 pourcent du corps respectivement.

M. Richard Wack a été brûlé au troisième degré sur 30 pour cent de son corps.

M. Doug Bone n'a pas été blessé.

### 2.3 Dommage causé aux véhicules et à l'équipement, et perte de produit

Le feu a détruit une familiale, une camionnette pick-up de 3/4 de tonne et un camion de 2 1/2 tonnes. Le Gradall, le tracteur Caterpillar de modèle n$^{o}$ 955 et l'installation d'éclairage ont été légèrement endommagés par le feu. On estime qu'environ 2 800 m$^{3}$ d'un mélange de propane, de butanes et de condensats a été perdu, suite au bris pipelinier et au feu.

## 2.4 Réparation antérieure de l'oléoduc, à l'emplacement de l'accident

Le 19 février 1985, la canalisation n$^{o}$ 1 de PIL a subi un bris au pKm 84,12. Le pipeline s'est rompu juste à côté d'un manchon d'encerclement, lequel avait été installé le 26 juillet 1973 (voir annexe VI).

PIL utilise des manchons d'encerclement pour réparer des zones de l'oléoduc ayant subi des dommages en raison de la corrosion, de bosselures, de rainures, de voilement et d'autres causes semblables. Le manchon en question au point kilométrique 84,12 a été installé au-dessus d'une série de piqûres dues à la corrosion, laquelle avait pénétré l'épaisseur de la paroi du tube à 60 pour cent aux endroits les plus profonds. La longueur axiale maximum de la zone piquetée, y compris l'interraction entre les défauts, était de 75 mm.

Tous les cinq ou six ans, PIL procède à une étude d'ensemble de ses oléoducs afin de déceler les dommages dus à la corrosion, en se servant d'un outil d'inspection interne appelé un râcleur "Linalog". Les équipes d'entretien de PIL fouillent et inspectent les anomalies détectées par l'outil d'inspection. Lorsque des piqûres de corrosion sont décelées, la gravité des dommages est évaluée en étudiant la profondeur et la longueur des piqûres. PIL a établi, sous forme de tableaux, des critères pour évaluer l'importance des piqûres de corrosion ainsi que la méthode pour les réparer. Le contremaître d'équipe consulte les tableaux pour déterminer si la piqûre de corrosion n'a besoin que d'un nettoyage et d'un nouvel enduit ou s'il faut installer un manchon.

Au début de 1973, un examen Linalog de la canalisation n$^{o}$ 1 entre Edmonton et Hardisty a été effectué. Les résultats ont été envoyés aux autorités du district d'Edmonton le 15 mars 1973. L'étude a indiqué la présence de corrosion au pKm 84. Le tube a été excavé, inspecté et un manchon a été soudé à l'oléoduc au pKm 84,12, le 26 juillet 1973. La conception de ce manchon était semblable à celle montrée au plan de PIL n$^{o}$: A-3.701-6250-0-0, du 12 juillet 1973 (voir annexe IV). Le manchon avait une longueur de 4,6 mm. Ses extrémités ont été soudées à angle au pipeline, formant un récipient fermé capable de retenir une pression. PIL a effectué de tel soudage régulièrement alors que l'oléoduc était rempli d'un liquide et en service.

La spécification relative à la méthode de soudage WP-2 du 9 février 1973 de PIL, était en vigueur au moment de l'installation du manchon au pKm 84,12 et a été suivie pour le soudage d'angle du manchon à la canalisation. Toutefois, cette méthode n'avait pas été qualifiée selon les exigences de la norme Z183 de l'ACNOR applicable à ce moment-là. Suite à l'installation du manchon au pKm 84,12 en 1973, un essai non destructif des soudures n'a pas été accompli par des moyens tels que la radiographie, les ultra-sons ou par magnétoscopie. Puisqu'une inspection visuelle externe des soudures nouvellement achevées est pratique courante, l'équipe d'entretien du pipeline de PIL aurait sans doute accompli une inspection visuelle de ces soudures.

Une fois l'installation du manchon terminée, le pipeline a été remblayé en utilisant les matériaux qui avaient été excavés. La société n'a utilisé aucune méthode particulière de rembourrage ou de remblayage du tube. Étant donné que le travail avait été effectué en été, il n'y avait pas de matériaux de remblayage gelés.

Le 17 décembre 1981, PIL a installé un second manchon à 4,7 mètres en aval du manchon installé au pKm 84,12 en 1973. Il est possible que, pendant les travaux d'excavation du pipeline pour faire l'inspection de la corrosion en 1981, le sol, sur lequel reposait le manchon installé précédemment, ait été dérangé. Six jours plus tard, un essai par ultrasons a été fait sur le nouveau manchon installé. Pendant ces six jours, il est fort possible que les matériaux d'excavation aient gelé. Si cette terre gelée a servi au remblayage, il est possible qu'elle ait été placée autour du tube avec très peu de tassement, ce qui aurait entraîné un soutien inadéquat du tube. Le nouveau manchon avait les mêmes dimensions et conceptions que le premier. Il était également destiné à renforcer une série de piqûres de corrosion étanches (voir annexe VI).

Un certain nombre d'autres manchons d'encerclement étaient installés sur la canalisation n$^{o}$ 1 à proximité du pKm 84,12. Le tronçon de 730 m de la canalisation n$^{o}$ 1, entre le pKm 83,8310 et le pKm 84,5617, comprenait en tout 16 manchons au moment du bris le 19 février 1985.

La partie de la canalisation n$^{o}$ 1, entre environ le pKm 83,90 et 84,11, était installée dans un bourbier, soit une zone marécageuse. Le manchon au pKm 84,12 se situait aux abords est du bourbier, dans une zone de transition entre un terrain sec et humide.

## 2.5 Le réseau d'oléoducs

### *2.5.1 Description du réseau d'oléoducs de PIL*

Le réseau d'oléoducs de PIL entre Edmonton (Alberta) et Gretna (Manitoba) comprend essentiellement trois canalisations parallèles. De plus, une quatrième canalisation a été ajoutée comme doublement dans certaines régions.

La canalisation n$^{o}$ 1, oléoduc original de PIL, a été construite au cours de l'été de 1950. Le tube a un dia-

mètre de 508 mm, diminuant à 406,4 mm en aval de Regina. La canalisation nº 2, dont le diamètre est de 610 mm, a été construite par étapes, entre 1953 et 1958, tandis que la construction de la canalisation nº 3, au diamètre de 864 mm, a débuté en 1962 et s'est terminée en 1969. Les premiers doublements de la canalisation nº 4, dont le diamètre est de 1 219 mm ont été installés en 1973; toutefois, à ce jour, cette canalisation n'a pas été terminée.

Les installations de pompage les plus rapprochées du bris au pKm 84,12 sont celles du terminal d'Edmonton au pKm 0,00 (en amont) et celles de Hardisty, au pKm 175,45 (en aval). Au pKm 84,12, les caractéristiques du tube de la canalisation nº 1 étaient un diamètre extérieur de 508 mm x une épaisseur de paroi de 7,9 mm. La limite minimale d'élasticité prévue était de 359 MPa. Le tube avait été fabriqué par A.O. Smith en utilisant une soudure longitudinale et une méthode de soudage par étincelage.

En ce qui concerne la protection contre la corrosion, le tube avait été enduit sur place, au moment de sa pose, d'un émail à base de brai de houille, renforcé d'un revêtement de fibre. Pour inhiber davantage la corrosion, un système de protection cathodique utilisant un courant de soutirage et des anodes sacrificielles a été utilisé.

L'annexe I donne un schéma de la canalisation nº 1 de PIL, entre les stations d'Edmonton et de Hardisty. Les vannes de sectionnement de la canalisation principale et les emplacements des stations sont indiqués, ainsi que l'endroit du bris de la conduite, au pKm 84,12. Le tableau 1 fournit des renseignements supplémentaires en ce qui concerne l'emplacement de chaque vanne, en précisant si la vanne est actionnée à la main, par force motrice ou par une commande à distance.

En amont de l'emplacement du bris, la vanne de sectionnement de la canalisation nº 1 la plus près était la vanne actionnée par commande à distance, située au pKm 69,40, à une altitude de 757,428 m. En aval, une vanne actionnée à la main se trouvait au pKm 93,84, à une altitude de 703,478 m, tandis qu'une vanne actionnée par commande à distance était située un peu plus loin en aval, à la station de Strome au pKm 112,19, à une altitude de 690,372 m.

Le 20 septembre 1976, un nouvel essai hydrostatique a été effectué avec succès sur la canalisation nº 1, entre le pKm 50,9 et le pKm 111,5. La conduite fut soumise à un essai de pression de 8 673 kPa pendant 8 heures. L'ONÉ a, par la suite, autorisé une pression maximale de service de 6 521 kPa. PIL a estimé que la pression au moment de la panne le 19 février 1985 était de 4 756 kPa.

### *2.5.2 Liquides de gaz naturel*

Les liquides de gaz naturel (LGN) se composent d'un groupe de mélanges dans la catégorie des hydrocarbures légers, dans les puits de gaz naturel. Les LGN sont extraits du gaz naturel; ils servent de charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique.

Lorsqu'ils sont sous une pression élevée, les LGN existent dans un état liquide. Toutefois, une fois libérés dans l'atmosphère, les LGN se vaporisent et rafraîchissent l'air immédiat, condensent toute vapeur d'eau et forment ce qui semble être une brume blanche. En raison de sa propriété de refroidissement, les LGN ont un effet de gel lorsqu'ils sont éclaboussés sur la peau.

Les vapeurs de LGN sont plus lourdes que l'air et se rassemblent dans des zones de basses terres ou dans des dépressions. Ils ont tendance à se déplacer avec le vent ou, par gravité, vers le bas des pentes.

Les limites inférieures et supérieures d'inflammabilité indiquent, respectivement, le pourcentage de vapeur de LGN dans l'air en dessous et au-dessus desquelles une flamme ne pourra pas se propager. Les mélanges à l'intérieur de ces limites sont extrêmement inflammables.

Lorsqu'on respire de l'air ayant des concentrations de vapeur de LGN de 5 pourcent ou moins que la limite inférieure d'inflammabilité, il n'y a, en général aucun effet. Toutefois, si des concentrations plus élevées sont inhalées, la personne peut ressentir un effet d'intoxication, suivi d'une perte de conscience par manque d'oxygène.

Les LGN en cause, dans cet accident, étaient composés de 45 pourcent de propane, de 35 pourcent de butanes et de 20 pourcent de condensats, par volume liquide. Les condensats, que l'on appelle parfois essence de gaz naturel, sont des mélanges d'hydrocarbures liquides, produits dans des usines de recyclage du gaz, par l'expansion et le refroidissement du gaz. Les limites inférieures et supérieures d'inflammabilité étaient, respectivement, de 1,1 pour cent et de 9,5 pourcent. Les parties pures de propane et de butanes dans un mélange de LGN sont quasi inodores. Toutefois, les condensats dégagent une odeur semblable à l'essence, mais un peu plus forte et plus désagréable.

## 2.6 Examen métallurgique du bris de la canalisation

À la demande de PIL, l'Institut canadien de soudage a effectué un examen métallurgique de la rupture de la canalisation nº 1, survenue le 19 février 1985. L'examen du bris a révélé que la canalisation nº 1

s'est rompue dans les alentours immédiats du manchon d'encerclement qui avait été soudé au pipeline. La fracture est survenue le long du raccordement de la soudure d'angle du manchon au tube et, selon les observations, elle aurait commencé au fond du tube à la position de "6 h" (voir l'annexe VI).

Un examen plus détaillé a révélé que la fracture provenait d'une fissure de 483 mm de longueur, située dans la zone affectée par la chaleur (ZAC) associée à la soudure d'angle du manchon. La fissure a suivi exactement chaque onde du bord de la soudure d'angle, à la rencontre de la surface extérieure du tube. La fissure avait pénétré jusqu'à 2,97 mm, ou 37 pourcent, dans l'épaisseur de la paroi du tube.

On a établi que la fissure dans la ZAC de la soudure a été causée par un mécanisme de fissuration provoquée par la présence d'hydrogène. L'examen métallurgique a montré que la fissure s'était formée au moment de l'installation du manchon en 1973.

La rupture finale a eu lieu en raison de la propagation soudaine de la fissure déjà existante, par clivage cassant, alors que le niveau de formation longitudinale dans le tube à l'endroit du défaut a dépassé une valeur critique. Un calcul (évaluation technique critique) a estimé la tension nécessaire pour la propagation du défaut. On a montré qu'une formation longitudinale près de 0,2 pour cent serait nécessaire pour engendrer une rupture par fragilité à partir de la fissure déjà existante. Puisque les pressions d'exploitation étaient insuffisantes pour produire de telles formations longitudinales, la cause était probablement attribuable à d'autres mécanismes ayant causé une flexion descendante du tube, notamment la perte de soutien du sol ou le foisonnement par le gel.

La composition chimique de l'acier de la conduite était typique des tubes fabriqués pour les premières canalisations de PIL, ainsi que pour d'autres réseaux pipeliniers construits durant cette période (voir tableau 2). Ces aciers sont caractérisés par une teneur élevée en carbone par rapport aux aciers des tubes à haute résistance fabriqués après le début des années 70. Cette teneur élevée en carbone, combinée à des taux élevés de refroidissement associés au soudage sur les tubes remplis de liquide, a donné lieu à une microstructure martensitique durcie de la ZAC, extrêmement susceptible à la fissuration provoquée par la présence d'hydrogène.

Les schémas de solidification sur les surfaces de soudure d'angle indiquaient que les soudures avaient été déposées en utilisant une progression verticale descendante.

Les essais ont révélé que la résistance à la traction du pipeline en cause, était bien supérieure aux exigences minimales. Il n'y a pas eu de preuves montrant qu'une croissance de fissures a eu lieu alors que le pipeline était en service, en raison d'une fatigue du métal.

### 2.7 Bris semblables sur le réseau de PIL

#### *2.7.1 Incident pipelinier du 23 février 1983*

Le 23 février 1983, un bris pipelinier est survenu sur la canalisation n$^{o}$ 1 de PIL au pKm 82,3. De plusieurs manières, ce bris était semblable à celui survenu au pKm 84,12. La canalisation a subi une fracture circonférentielle complète dans les alentours immédiats d'un manchon d'encerclement (voir annexe VII).

Le manchon au pKm 82,3 fut installé le 9 février 1982, soit environ un an avant le bris pipelinier. Les extrémités du manchon avaient été soudées en angle au pipeline, tandis qu'il était rempli de liquide et qu'il fonctionnait sous une pression réduite. La conception du manchon était semblable à celle indiquée sur le plan de PIL D-3.0-9249-0-0 (voir annexe IV). Il avait 610 mm de longueur.

Les spécifications relatives à la méthode de soudage UF-04 et UF-08 de PIL, toutes deux du 21 octobre 1981, étaient en vigueur en février 1982 et s'appliquaient au soudage d'angle des manchons à la canalisation. Selon le témoignage, on a utilisé la méthode UF-04 pour effectuer les soudures d'angle du manchon au pKm 82,3. PIL a commencé à qualifier les méthodes de soudage d'angle après 1980, et la méthode UF-04 fut essayée et jugée conforme aux exigences de la norme Z183 de l'ACNOR, aux termes de la politique de cette société. La qualification d'une méthode de soudage requiert l'exécution de divers essais stipulés par la norme Z183 de l'ACNOR; le but vise à montrer que les soudures ayant des caractéristiques mécaniques voulues et appropriées peuvent être effectuées par la méthode en question.

Les soudures d'angle, effectuées le 9 février 1982 pour l'installation du manchon au pKm 82,3 ont été inspectées par ultrasons environ huit jours plus tard. Le sondage n'a révélé aucun défaut.

Étant donné que l'installation de ce manchon avait été exécutée en hiver, le sol utilisé pour le remblayage aurait substantiellement gelé. Le manchon était situé dans une zone de transition, entre un champ ouvert et un bourbier.

Suite au bris du 23 février 1983, l'Institut canadien de soudage a effectué, à la demande de PIL, une enquête

métallurgique sur la rupture. Les résultats ont montré que la rupture finale était due à une propagation soudaine, par clivage cassant, d'une fissure déjà existante provoquée par la présence d'hydrogène. Le défaut se situait à la position d'environ "6 h" dans le tube, avait une longueur approximative de 210 mm et avait pénétré l'épaisseur de la paroi jusqu'à un maximum de 3,7 mm, ou 46 pour cent. On a constaté un certain accroissement de la fissure dû à la fatigue du métal avant la rupture finale.

La composition chimique du pipeline en cause dans la rupture est donnée au tableau 2. De plus, les éléments chimiques de l'acier du tube s'étaient grandement séparés, montrant des teneurs en carbone de 0,4 pour cent et plus dans la région de la rupture. La composition chimique et la séparation sont typiques des premiers pipelines en acier partiellement désoxydé, de qualité X52, fabriqués avant le début des années 70. L'équivalent en carbone du tube défectueux (0,49 pourcent) dépassait considérablement l'échelle de validité de la méthode de soudage UF-04 de PIL (soit 0,41 pour cent maximum).

La microstructure à gros grain de la ZAC du soudage d'angle où les fissures provoquées par l'hydrogène s'étaient produites, était entièrement composée de martensite, soit une microstructure extrêmement sensible à la formation de fissures provoquées par la présence d'hydrogène.

La propagation de la fissure déjà existante provoquée par l'hydrogène et la rupture finale sont survenues soit lorsque la fissure a augmenté légèrement, pendant le service, à une dimension critique, soit lorsque la tension agissant sur le défaut a augmenté à un niveau critique. Ce dernier facteur peut avoir été entraîné par un changement des conditions du service, de température du sol ou par la perte de l'assise du tube.

Le manchon au pKm 82,3 avait été soudé pour couvrir une multitude de piqûres de corrosion, dont la plus profonde avait pénétré à 3,20 mm, ou 40 pour cent, dans l'épaisseur de la paroi. En amont de la rupture deux autres manchons de 305 mm de longueur, avaient été installés dans l'espace de 4,0 m. Un manchon de 915 mm de longueur était posé à moins de 2,6 m en aval de la fracture. Ainsi sur une distance de 6,6 m, il y avait quatre manchons.

### *2.7.2 Incident pipelinier du 8 mars 1976*

La canalisation n$^{O}$ 3 de PIL a subi un bris le 8 mars 1976, près du pKm 121, à environ 8 kilomètres en aval de la station de pompage de Strome. Le personnel de l'ONÉ avait fait enquête sur les causes de ce bris et rédigé un rapport sous le numéro de dossier ONÉ G1795-J1 (mai 1977). PIL avait également rédigé un rapport interne en date du 12 mai 1973.

En janvier 1974, PIL a procédé à des travaux d'excavation sur le pipeline de la canalisation n$^{O}$ 3, aux alentours du pKm 121, pour des fins d'entretien. Deux tronçons du tube, d'une longueur de 11,6 m et 6,1 m, avaient été enlevés et remplacés par un tube fabriqué en 1969. Les tubes de réparation avaient été reliés à la canalisation par des raccords "weld + ends". Ces "weld + ends" avaient ensuite été soudés en angle au tube de transport. De plus, plusieurs manchons d'encerclement avaient été posés dans les mêmes zones.

Quoiqu'une méthode de soudage spécifique n'ait pas été établie pour le soudage d'angle du raccord au tube, il était pratique courante de réaliser les soudures après que le pipeline ait été remis en service. Les soudures auraient été effectuées alors que du pétrole circulait dans le pipeline, sous pression réduite. La société a utilisé une technique de soudage multipasse, qui emploie des électrodes de soudure à cellulose pour les premières passes et des électrodes à faible teneur en hydrogène pour les dernières passes. Elle n'a pas effectué un essai non destructif des soudures d'angle, car elle n'a commencé à effectuer ces essais que deux ans plus tard, soit en 1976.

Le 8 mars 1976, la canalisation n$^{O}$ 3 s'est rompue immédiatement en aval d'un des raccords "weld + ends", au pKm 121. Le pipeline en cause était un tube de réparation de 6,1 m de long, qui avait été installé en 1974. Immédiatement en amont du raccord, deux manchons d'encerclement avaient été posés sur une longueur combinée de 3,53 m (voir Annexe VIII).

L'examen du bris a montré que la rupture s'était créée à l'endroit où existait déjà une fissure provoquée par l'hydrogène, le long du bord de la soudure d'angle, sur presque la totalité de la fracture. La fissure avait pénétré jusqu'à 35 pour cent de la paroi du pipeline et s'était probablement formée peu après les soudures d'angle. La fracture était centrée au fond du tube et s'était arrêtée aux positions "9 h 30" et "2 h 30". La ZAC de la dernière passe comprenait du martensite et du bainite inférieur, soit des microstructures hautement susceptibles à la fissuration provoquée par la présence d'hydrogène.

Les caractéristiques chimiques et mécaniques des matériaux du tube de conduite impliqué dans le bris étaient typiques d'un tube d'acier semi-calmé de qualité X52, fabriqué avant le début des années 70. L'équivalent en carbone a été calculé à 0,44 pourcent (voir le tableau 2).

La propagation de la fissure déjà existante était probablement attribuable à des tensions de flexion, en raison d'une assise insuffisante en-dessous de ce tronçon particulièrement lourd du pipeline, situé dans une zone de bourbier.

### *2.7.3 Ressemblances entre les ruptures pipelinières du 19 février 1985, du 23 février 1983 et du 8 mars 1976*

1) Pour chacun des incidents mentionnés, la rupture finale du tube découlait de la propagation de fissures déjà existantes provoquées par hydrogène, qui étaient présentes dans les zones affectées par la chaleur des soudures d'angle circonférentielles. Les fissures s'étaient formées peu après la réalisation des soudures d'angle;

2) les soudures avaient été appliquées afin de joindre des dispositifs d'encerclement complets au pipeline. Dans chaque cas, le soudage fut exécuté alors que le pipeline était rempli d'un liquide et en exploitation;

3) la présence des fissures provoquées par hydrogène n'avait pas été détectée lorsque les soudures d'angle ont été terminées, soit parce qu'un essai non destructif après soudage n'avait pas eu lieu, comme c'est le cas pour les incidents du 19 février 1985 et du 8 mars 1976, soit parce que l'essai non destructif était inefficace, comme dans le cas de l'incident du 23 février 1983;

4) dans chaque cas, l'acier de la conduite impliquée dans la rupture avait une composition chimique qui était typique d'un tube de qualité X52 fabriqué avant le début des années 70. Cette composition a resulté en un acier susceptible à la formation de martensite à dureté élevée dans la ZAC de la soudure, soit une microstructure extrêmement susceptible aux fissures provoquées par la présence d'hydrogène;

5) la propagation du défaut et la rupture finale ont eu lieu quelques temps après la fin du soudage, alors que les contraintes appliquées au tube dépassaient une valeur critique. Dans chaque cas, la propagation a débuté près de la position "6 h", ce qui laisse croire que les contraintes découlaient d'une flexion descendante du tube; et

6) avant chacun des incidents semblables, la région de la rupture avait été excavée et remblayée pendant l'hiver. Chacun des bris a eu lieu à proximité d'un bourbier ou dans celui-ci.

## 2.8 Exigences en matière de réglementation et de code

### *2.8.1 Exigences en matière de réglementation pour le travail d'entretien des pipelines*

En vertu de ses pouvoirs statutaires, l'ONÉ a pris le Règlement sur les pipe-lines (règlement), qui fut promulgué le 28 septembre 1978. Il a force excécutoire et s'applique à toutes sociétés exploitant un oléoduc qui relève de la compétence de l'Office.

En plus des exigences prescrites particulièrement par le règlement, les sociétés doivent, en vertu du paragraphe 3(2) de ce dernier, respecter la norme Z183 de l'ACNOR intitulée "Réseaux de transport d'huile par pipe-lines" (norme Z183 de l'ACNOR).

En ce qui concerne l'entretien pipelinier et le soudage d'entretien, les exigences suivantes sont, depuis le 28 septembre 1978, applicables aux pipelines à haute pression de vapeur:

1) Les sociétés exploitantes doivent inclure dans leur manuel de méthodes régissant l'entretien et la réparation d'installations d'oléoducs, une spécification de la méthode de soudage, qualifiée selon la clause 5.6 de la norme Z183 de l'ACNOR;

2) les réparations définitives des pipelines ou l'élimination des défauts doivent être conformes aux prescriptions des clauses 5 et 6.3 de la norme Z183, sauf pour les interdictions spécifiques dans les clauses 9.16.4.2 et 9.16.4.3;

3) toutes les réparations et méthodes doivent être conformes à la publication API RP 1107, "Recommended Pipeline Maintenance Welding Practices", sauf que le rapiéçage, la soudure en plaque et en dentelle sont interdits;

4) la réparation ou l'élimination des défauts de soudure doit respecter l'une ou l'autre des conditions suivantes:

   a) être découpée en forme de cylindre;

   b) être obturée par l'installation d'un manchon en deux pièces d'encerclement soudé;

   c) respecter la clause 5.10 de la norme Z183 de l'ACNOR;

5) après des réparations définitives, celles-ci doivent:

   a) être inspectées pour y déceler tout défaut de soudage, conformément à la clause 6 de la norme Z183 de l'ACNOR; ou

b) faire l'objet d'un nouvel essai pour en établir la pression maximale de service permise, conformément à la clause 7 de la norme Z183 de l'ACNOR;

6) l'emploi de brides pour obturation à titre de réparation définitive sur un pipeline est interdit;

7) une société doit procéder à un essai non destructif de toutes les soudures d'une réparation définitive, avant de reprendre les opérations du pipeline;

8) les dispositifs d'encerclement complets utilisés sur un pipeline ne doivent pas être situés à moins de 12 m l'un de l'autre;

9) l'écart entre les soudures de réparation sur un pipeline ne doit pas être inférieur à deux fois le diamètre du tube; et

10) les parties réparées d'un pipeline doivent être correctement soutenues, comme l'indiquent les articles 12, 13 et 14 du règlement.

Avant l'entrée en vigueur, en septembre 1978, des exigences précisées dans le règlement, les conditions 6 à 10 ci-dessus n'étaient pas en vigueur. Avant la promulgation du règlement, les sociétés étaient libres de respecter les exigences 1 à 5 comprises dans la norme Z183 de l'ACNOR depuis son édition de mars 1973. La norme Z183 de l'ACNOR représentait, toutefois, d'excellentes pratiques d'ingénierie recommandées, reconnues par l'industrie du pétrole.

### *2.8.2 Autres exigences en matière de code et de réglementation*

Plusieurs articles du règlement et de la norme Z183 de l'ACNOR traitent de la sécurité du public et des employés, ainsi que de l'exploitation sécuritaire des pipelines, y compris ceux qui transportent des LGN.

L'article 99(1) du règlement précise que: "Outre les exigences visées dans cette partie et dans la norme Z183 de l'ACNOR qui se rapportent à l'utilisation, l'entretien, la réparation, la mise hors service et l'abandon d'un pipe-line, toute compagnie doit établir et tenir à jour des manuels et des règles qui s'appliquent à elle, à ses employés et à ses agents dans l'utilisation, l'entretien, la réparation, la mise hors service et l'abandon de son pipe-line."

L'article 100 du même règlement énonce, entre autres, que: "Les manuels visés au paragraphe 99(1) doivent couvrir de façon adéquate:

1) les renseignements sur les mesures d'urgence, comme:

   i) la liste des membres du personnel à rejoindre en cas d'urgence et leurs responsabilités respectives,
   ii) les avertissements qui doivent être donnés,
   iii) les genres et l'emplacement du matériel disponible,
   iv) les précautions à prendre,
   v) les organismes qui doivent être atteints, etc."

L'article 157(3) dudit règlement précise que: "En coopération avec les autorités locales concernées, la compagnie doit établir des plans pour l'évacuation en cas d'urgence, des personnes qui se trouvent dans le voisinage du pipe-line."

La clause 9.12.1 de la norme Z183 de l'ACNOR précise que: "Le personnel qui travaille avec des produits à HPV doit être bien au courant des caractéristiques physiques et du comportement de ces produits sous toute condition pouvant être rencontrée."

La clause 9.12.4 de la norme Z183 de l'ACNOR indique que: "Une attention particulière doit être portée au terrain de surface, à la direction et à la vélocité du vent, ainsi qu'aux effets de la végétation et des bâtiments lorsqu'on s'approche d'une fuite éventuelle de produits à HPV. Il est essentiel de procéder à l'isolation immédiate ou l'élimination de toute source possible d'inflammation accidentelle. Les détecteurs de vapeur combustible doivent être utilisés lorsqu'on recherche et qu'on élimine les vapeurs provenant de toute situation dangereuse." Les manuels de PIL tiennent compte de cette exigence.

La clause 9.4.1 de la norme Z183 de l'ACNOR précise que: "Chaque compagnie doit maintenir un inventaire périodique du contenu du pipe-line pour la sécurité du réseau."

La clause 9.4.2 de la norme Z183 de l'ACNOR précise que: "Les dispositifs et les méthodes doivent être suffisament fiables pour le mesurage du mouvement de l'huile et la détection rapide des fuites."

## 2.9 Manuels de la société

PIL a rédigé des procédures, comme l'exigent les dispositions des articles 99 et 100 du règlement, relativement à l'exploitation, à l'entretien et à la réparation de son réseau d'oléoducs, et des procédures relatives à des pratiques sécuritaires. Ces méthodes étaient en vigueur au moment de l'accident.

L'article sept du manuel de procédures d'exploitation et d'entretien de PIL se rapporte aux réparations de pipeline, tant pour le travail planifié que dans les cas d'urgence. Selon certaines exigences de cet article:

1) tout l'équipement de travail et tous les outils doivent être en bonne condition de travail et sécuritaires;

2) toutes les sources d'inflammabilité doivent être maintenues à l'extérieur de zones dangereuses;

3) les zones de fuite doivent être explorées à l'aide de détecteurs de gaz;

4) les employés doivent éviter de se faire surprendre par les changements de la direction des vents;

5) l'équipement de travail doit être placé en tenant compte de terrains élevés, de la direction du vent, etc.

6) tous les employés doivent être au courant des caractéristiques du LGN;

7) la meilleure mesure à prendre lorsqu'il y a une fuite importante serait peut-être de faire brûler à la torche ce nuage de vapeur, après avoir évacué tout le personnel de la région générale;

8) avant d'entreprendre un travail, le superviseur doit discuter avec tous les employés quant aux procédures à suivre, aux méthodes de réparation et aux responsabilités du contremaître et de son équipe; et

9) la protection du public est prioritaire à la réparation du pipeline.

Ce manuel doit être utilisé concurremment au manuel de sécurité de PIL. Ce dernier comprend des articles portant sur:

1) la reconnaissance des dangers;

2) les sources d'inflammabilité,

3) la description et l'utilisation d'un équipement de sécurité et de protection personnelle; et

4) les caractéristiques des produits acheminés dans le réseau.

Tous les membres de l'équipe d'entretien du pipeline (équipe d'entretien PLM) ont accès à ces deux manuels. Au fur et à mesure des révisions, celles-ci sont expédiées au contremaître de l'équipe d'entretien qui les introduit dans le manuel applicable. Les entrepreneurs n'auraient pas obtenu copie de ces manuels avant d'entreprendre le travail sur le réseau de PIL.

### 2.10 Questions relatives à la sécurité

Avant l'accident du 19 février 1985, PIL utilisait les services d'un conseiller en matière de formation et de sécurité pour gérer le programme de sécurité de la société et pour coordonner la formation des employés. Ses tâches spécifiques comprenaient la distribution du matériel de sécurité au personnel travaillant sur le chantier, la révision de la liste de vérification en matière de sécurité et d'autres manuels du superviseur, ainsi que la rédaction de rapports pour les organismes provinciaux et fédéraux. Une ou deux fois l'an, le conseiller en matière de formation et de sécurité tenait des réunions sur la sécurité ou procédait à des exercices anti-incendies pour le personnel sur le chantier, aux endroits d'entretien.

En général, ce conseiller ne se rendait pas sur les lieux de fuite à moins d'une demande spécifique. Il n'a reçu aucune demande à cet effet lors de l'incident du 19 février 1985.

Même si le conseiller en matière de formation et de sécurité ne tenait des réunions sur la sécurité qu'une ou deux fois par année, les équipes d'entretien se rendaient régulièrement à des réunions mensuelles sur la sécurité, menées par leur contremaître aux endroits d'entretien. Au cours de ces réunions, les membres de l'équipe d'entretien pouvaient discuter des articles des manuels sur la sécurité et des problèmes en matière de sécurité qu'ils avaient rencontrés. Au cours de ces réunions d'une heure, il y avait également des démonstrations de certains types d'équipement en matière de sécurité, notamment les extincteurs d'incendie et les appareils respiratoires.

À la réunion sur la sécurité du 18 février 1985, tenue par l'équipe d'entretien d'Edmonton, juste avant l'accident, les dangers du LGN et la nécessité d'effectuer un travail en toute sécurité dans son voisinage ont fait l'objet de discussions.

Tous les quatre mois, un Conseil industriel mixte comprenant des employés de la société et un gestionnaire de la société, se rencontre afin de discuter des traitements, des avantages et des subventions, ainsi que des préoccupations au niveau de la sécurité qui n'avaient pas été suffisamment traitées aux réunions mensuelles sur la sécurité. L'une des questions soulevées concernaient le port de vêtements de sécurité. On a informé les employés de la société siégeant au conseil que cette question serait étudiée par la société.

Chaque superviseur possédait une liste de vérification de la sécurité, faisant partie du programme de sécurité pour chaque nouveau membre de l'équipe d'entretien, qui énumère les dangers possibles dans leur travail. Cette liste devait servir de rappel pour le superviseur, quant aux préoccupations en matière de sécurité, notamment les dangers d'inhalation, les outils défectueux ou abimés, les incendies et explosions, qu'il devait relater à un employé nouveau ou muté. Lorsque la liste était épuisée, le superviseur devait la signer, en y apposant la date et le nom de l'employé, et l'envoyer au bureau chef. L'employé recevait alors une

brochure intitulée "Un travail effectué en toute sécurité" (Getting our Job Done Safely), qui résume certains des points couverts par la liste de vérification. Ce processus n'avait lieu qu'une seule fois pendant le stage d'un employé dans un service particulier. Si l'employé était muté à un autre service au sein de la société, son nouveau superviseur passait en revue la liste de vérification en matière de sécurité, en plaçant l'accent sur les dangers du nouvel emploi.

Il n'était aucunement pratique courante que la société, nomme un membre particulier de l'équipe d'entretien à titre de responsable, sur les lieux de travail, des pratiques de travail sécuritaires. PIL soutenait que la principale responsabilité en matière de sécurité incombait au contremaître de l'équipe d'entretien, et que c'était la responsabilité de chaque employé d'observer des pratiques de travail sécuritaires, telles qu'indiquées dans les manuels. PIL soutenait également qu'une formation sur le tas préparait les employés à accomplir un travail de façon sécuritaire et efficace.

PIL n'avait pas non plus comme politique d'informer les entrepreneurs qui fournissaient l'équipement et les opérateurs quant à la nature de la fuite. Qui plus est, puisque ces opérateurs relevaient de la supervision directe des employés de la société et qu'ils ne travaillaient pas de leur propre chef, une formation en matière de sécurité ne leur avait pas été offerte.

# Chapitre 3
# Analyse

## 3.1 L'accident

### *3.1.1 Examen des activités au site de l'accident*

La preuve indique que PIL a établi des plans d'urgence pour l'évacuation du grand public, en collaboration avec des organismes d'urgence à Edmonton, à Regina et à Sarnia. Toutefois, il n'existe pas de plan semblable pour d'autres régions habitées. L'incident du 19 février 1985 n'a pas nécessité l'évacuation du grand public.

La preuve a montré qu'à l'arrivée au site de la fuite, la première préoccupation de l'équipe d'entretien de PIL fut d'interdire l'accès par le public à l'aire de travail. La deuxième préoccupation fut d'évaluer la fuite elle-même et l'emplacement du nuage de vapeur. Le site fut isolé avec succès et la fuite fut inspectée.

L'étape suivante dans la série d'événements fut de déterminer la manière d'effectuer une réparation. Ce point fit l'objet de nombreuses discussions par radio entre les superviseurs au chantier et le chef de district, et par téléphone entre ce dernier et le directeur des opérations (c'est-à-dire MM. Guthrie, Sartore, Sirois et Ross). Après avoir procédé à une première inspection, MM. Guthrie et Sartore recommandèrent le brûlage à la torche du gaz avant d'entreprendre la réparation. M. Sirois s'opposa au brûlage à la torche du nuage de gaz. Il préféra d'abord installer un bouchon en amont, puis réévaluer la nécessité d'un brûlage à la torche. Sur la question de ce brûlage, M. Ross indiqua que les employés au chantier avaient toute l'autorisation voulue pour procéder au brûlage à la torche s'ils le jugeaient nécessaire. La preuve montre que M. Sirois ne transmit pas à M. Ross, la recommandation de MM. Sartore et Guthrie de faire brûler à la torche les LGN qui s'échappaient avant de procéder à l'installation d'un bouchon. En outre, M. Sirois ne retransmit pas à MM. Sartore et Guthrie l'autorisation complète de la part de M. Ross de procéder au brûlage à la torche du gaz qui s'échappait s'ils le considéraient nécessaire. La preuve indique qu'en résultat, MM. Sartore et Guthrie eurent l'impression que, à moins d'être convaincus que le brûlage à la torche était sécuritaire à 100 pour cent et qu'il n'existait pas d'autres options comme l'indiquait M. Sirois, cette option avait été écartée pour le moment et qu'un bouchon devait être installé. En conséquence, ils furent d'avis que la décision relative au brûlage à la torche ne leur revenait plus.

L'étape suivante consista à choisir un site pour y installer le bouchon. M. Sartore avait discuté de cette question avec M. Sirois et ils avaient convenu d'un endroit situé sur des terrains plus élevés, au nord-ouest, comme l'indique les profils du pipeline, qui était relativement satisfaisant (voir l'annexe III). La décision finale fut laissée aux employés sur le terrain.

Peu avant l'accident, M. Guthrie demanda à M. Armstrong de prendre l'équipement pour localiser le pipeline et de commencer à repérer les trois oléoducs dans la région. Toutefois, l'équipement était inopérant en raison de piles épuisées.

À l'origine, les employés sur les lieux de la fuite montrèrent qu'ils estimaient nécessaire de contrôler le nuage de vapeur et, en fait, ils le firent plusieurs fois. Toutefois, ils ne firent pas preuve du même jugement pour effectuer un contrôle sur une base continue.

La preuve présentée à l'enquête montre qu'aucun des employés présents au moment de l'incendie n'avait reçu une formation formelle sur la manière de s'occuper d'une fuite de LGN. M. Wack qui avait rapporté d'Edmonton deux détecteurs de gaz, travaillait pour PIL depuis quatre ans. Toutefois, il ignorait qu'un des détecteurs de gaz qu'il transportait servait à la détection des gaz d'hydrogène sulfuré et qu'il aurait été inutile la détection des hydrocarbures.

La preuve montre que les gaz ont pris feu vers 20 h 30. La nuit était tombée depuis déjà quelque temps, l'observation visuelle des vapeurs d'hydrocarbures qui s'échappaient devait être très difficiles, sinon même impossible à faire. D'une manière ou d'une autre, les vapeurs de butanes et de propane sont essentiellement invisibles dans la plupart des cas. Au moment de l'inflammation, le moteur de plusieurs véhicules dans les alentours roulait; il y avait ainsi plusieurs sources possibles d'inflammation.

La preuve montre, en outre, que les conditions du vent et l'emplacement du gaz qui s'échappait n'ont pas l'objet d'une surveillance constante. La preuve indique également que le vent à l'aéroport international d'Edmonton, situé à environ 75 kilomètres à l'ouest, avait tourné d'environ 180° pendant la période entre 15 h et le moment de l'incendie. Si les employés aux barricades nord et sud avaient constamment surveillé la direction du vent, tout changement de ce dernier aurait probablement été remarqué.

Comme on l'a noté précédemment, plusieurs articles du règlement et de la norme Z183 de l'ACNOR traitent de la sécurité du public et des employés, et de l'exploitation sécuritaire des pipelines, y compris ceux qui transportent des LGN. Au moment de l'accident, PIL ne respectait pas certaines de ces exigences.

Plus particulièrement, la preuve montre qu'au moment de l'accident, la société n'exigeait pas explicitement que les membres de l'équipe d'entretien lisent et comprennent le manuel des procédures d'entretien et d'exploitation, ni celui sur la sécurité. On s'attendait que les membres de l'équipe prennent connaissance des manuels de leur propre chef.

Même si plusieurs membres de l'équipe avaient lu les articles pertinents de leur propre chef, les points suivants montrent qu'ils n'avaient pas entièrement compris les dangers inhérents d'un travail autour de LGN:

1) la direction du vent et les vapeurs de LGN, dans les alentours de la fuite, n'ont pas fait l'objet d'une surveillance continuelle;

2) le moteur des véhicules stationnés au site de la fuite continuait à rouler, ce qui constituait des sources possibles d'inflammation;

3) une installation d'éclairage, dont les antécédents montraient qu'elle était difficile à faire démarrer, fut remorquée au site de la fuite et survoltée plusieurs fois, constituant possiblement ainsi une autre source d'inflammation;

4) quoique plusieurs membres de l'équipe d'entretien d'Edmonton remarquèrent une forte odeur de condensats dans l'air, ainsi que la présence de brouillards au sol, ils n'ont pas surveillé les vapeurs de gaz à l'aide des détecteurs de gaz, et ils n'ont pas évacué le site de la fuite;

5) les alentours de la zone de la fuite ont été examinés après la tombée de la nuit, qu'à la lueur d'une lampe de poche et sans détecteur de gaz;

6) les employés avaient installé l'équipement de travail dans une dépression et n'ont pas surveillé la direction du vent;

7) avant d'entreprendre le travail, le superviseur n'a pas informé tous les travailleurs sur les procédures à suivre, la méthode de réparation et les responsabilités du contremaître et de l'équipe; et

8) les détecteurs de gaz supplémentaires apportés au site n'ont pas été utilisés.

Ces points accentuent le fait que la société n'a pas respecté les exigences des dispositions des clauses 9.12.1 et 9.12.4 de la norme Z183 de l'ACNOR. Ils soulignent en outre le fait que les membres de l'équipe n'avaient pas reçu une formation adéquate au niveau de la sécurité pour manipuler les LGN, formation qui les aurait sensibilisés aux risques et aux dangers associés à la manipulation du propane et des butanes dans une situation incontrôlée, comme sur les lieux d'une fuite.

Non seulement la société ne s'est pas assurée que les employés lisent et comprennent les manuels, mais encore elle ne suivait pas la procédure régulière d'avertir les employés, autres que le contremaître, des révisions à ces manuels.

Au moment de l'accident, la société estimait qu'il n'était pas nécessaire de donner une formation sur les procédures de sécurité de PIL aux employés de l'entrepreneur, étant donné que ces derniers étaient directement supervisés par des employés de la société. Toutefois, le 19 février 1985, quoique M. Sartore ait reçu M. Froese de la société Kach Construction, ce dernier n'avait pas été informé du genre de fuite à contrôler, ni de la personne à qui il devait se rapporter. En arrivant sur les lieux, il ne fut pas présenté aux membres du personnel de PIL et il ne fut pas informé de leurs responsabilités. De plus, les pratiques et les procédures en matière de sécurité de la société ne lui furent pas transmises. Ces oublis de la part de la société sont contraires aux dispositions de la clause 9.12.1 de la norme Z183 de l'ACNOR.

La combinaison précédente d'erreurs de jugement, de non respect des exigences du code, de formation inadéquate et de conditions atmosphériques changeantes, ont contribué à un accident grave, où deux hommes ont perdu la vie et trois autres ont été blessés.

L'Office est d'avis que les mesures prises par les employés de la société impliqués dans cet incident montrent un manque de compréhension des produits en cause et un manque d'appréciation quant aux dangers et risques associés à une fuite de LGN.

### *3.1.2 Examen de l'accident par PIL*

Suite à l'accident, PIL mit sur pied un groupe de travail sur la sécurité, dont le mandat était de faire enquête et de formuler des recommandations sur l'ensemble

des procédures de la société et sur les aspects sécuritaires de l'acheminement de produits pétroliers et, en particulier, de LGN. Le groupe de travail a rempli son mandat en convoquant des réunions sur place avec le personnel travaillant sur le terrain, le long du tracé pipelinier, et en formulant des recommandations d'après les commentaires obtenus. En conséquence de ce rapport, plusieurs changements ont été apportés aux manuels de PIL. Ces changements comprennent:

1) l'utilisation de manches à air au site d'une réparation;

2) la nécessité d'une surveillance continuelle et/ou fréquente à l'aire de travail, pour identifier les zones de danger;

3) la nécessité d'éliminer toute source d'inflammation de telles aires; et

4) la nécessité de faire un brûlage à la torche d'une fuite de LGN, lorsque la sécurité du public a été assurée.

PIL décida également d'augmenter le nombre d'employés travaillant à la sécurité et à la formation. La société a maintenu le poste de conseiller en matière de formation et de sécurité et elle a créé quatre nouveaux postes de coordonnateurs de la formation et de la sécurité, dont deux à l'Interprovincial et deux à Lakehead. Ces coordonnateurs relèveront des chefs de division.

Les tâches du conseiller en matière de formation et de sécurité resteront essentiellement les mêmes. Toutefois, il relèvera dorénavant du chef chargé de la mesure, de la corrosion et de la sécurité pétrolières, plutôt que du chef des relations du personnel. Les coordonnateurs de la formation et de la sécurité auront comme tâche d'assister aux réunions sur la sécurité sur une base trimestrielle, d'organiser des réunions sur la formation et la sécurité et d'y assister, de mener des vérifications et des contrôles sur le terrain pour s'assurer que les manuels approuvés de la société sont respectés, de formuler des suggestions au niveau de la formation et de la sécurité et de la présence sur le chantier de travail prévu et au lieu d'incidents importants. En ce qui concerne la sécurité sur les lieux de travail ou d'un accident, lorsque le coordonnateur et le contremaître ne s'entendent pas sur certaines questions, le travail sera suspendu jusqu'à ce que les préoccupations en matière de sécurité soient résolues. Les coordonnateurs devront travailler avec le conseiller en ce qui concerne la coordination et la direction quant aux méthodes de formation et de sécurité.

PIL reconnaît que les employés doivent être plus conscients des dangers des LGN et savoir comment se protéger lorsqu'ils manipulent les LGN. Par conséquent, l'assistance à des démonstrations de brûlage à la torche, qui auront lieu tous les deux ans, sera obligatoire. Les coordonnateurs tiendront des dossiers afin de surveiller cette assiduité. On accordera systématiquement du temps à la formation des employés aux dangers des LGN, à chaque réunion régulière mensuelle sur la sécurité.

Une étude systématique de tous les manuels d'exploitation de PIL sera effectuée au cours des réunions sur la sécurité. La société encouragera également les employés à participer aux réunions sur la sécurité, en faisant une démonstration d'équipement de sécurité tel les appareils respiratoires et les détecteurs de gaz. On étudie également la possibilité que les employés dirigent une partie de ces réunions sur la sécurité, se familiarisant ainsi avec la question.

Les nouveaux employés devront connaître les manuels de sécurité et les méthodes d'exploitation de la société avant de commencer un travail, et devront réussir avec succès un examen portant sur ces manuels, comme preuve qu'ils en connaissent le contenu. Un examen de cette nature sera également donné périodiquement aux employés actuels pour s'assurer qu'ils maintiennent leur connaissance des manuels. Le coordonnateur de la formation et de la sécurité tiendra à jour les dossiers du personnel sur ces examens. Les nouveaux employés devront de plus signer la liste de vérification en matière de sécurité du superviseur, reconnaissant ainsi qu'ils ont reçu des instructions dans les domaines énumérés. Les instructions doivent être données et la liste doit être signée avant qu'un nouvel employé puisse assumer ses fonctions.

PIL rédige un manuel sur la sécurité personnelle en format de poche, qui sera distribué à tous les employés. Chaque véhicule de la société sera équipé d'un exemplaire de ce manuel. Ce dernier comprendra des extraits des manuels de la société. Un manuel semblable est en voie de préparation et sera distribué aux entrepreneurs avant le début d'un travail pour PIL.

Chaque employé de PIL recevra une combinaison Nomex qu'il devra porter dans les cas de fuite et sur les lieux de travail en cas de risque d'incendie. Des vêtements Nomex en surplus seront laissés dans les roulottes de travail, que les employés de l'entrepreneur ou les employés de PIL pourront utiliser lorsque leurs propres vêtements sont endommagés ou tachés. La roulotte de travail doit arriver sur le chantier avant le commencement de tout travail.

PIL soutient toujours que les superviseurs sont chargés des pratiques de sécurité. Cependant, les

coordonnateurs de la formation et de la sécurité pourront maintenant les aider.

D'autres changements aux procédures de sécurité comprennent:

1) des radios portatives supplémentaires pour les divisions de l'est et de l'ouest;

2) des récepteurs et transmetteurs radio pour les bureaux de district;

3) une meilleure utilisation des organismes de sécurité locaux, de la police et/ou de la GRC, afin d'isoler les sites de fuite et d'alerter les résidants à proximité;

4) l'achat de détecteurs de gaz LEL supplémentaires.

En conséquence de ces mesures, l'Office est d'avis que les procédures de PIL respectent maintenant les exigences de code des clauses 9.12.1 et 9.12.4 de la norme Z183 de l'ACNOR.

### 3.2 Bris pipelinier du 19 février 1985

#### *3.2.1 Fissure provoquée par la présence d'hydrogène*

L'enquête métallurgique a montré que le défaut déjà existant qui s'est propagé par la suite, entraînant l'accident du 19 février 1985, était une fissure de soudure provoquée par la présence d'hydrogène. Ce genre de fissures s'appelle également fissure à froid, fissure sous cordon ou fissure retardée.

On connaît bien les conditions qui, lorsqu'elles se présentent simultanément, peuvent entraîner une fissure attribuable à la présence d'hydrogène. La fissure peut avoir lieu seulement lorsqu'il y a présence:

1) de niveaux suffisamment élevés d'hydrogène;

2) de niveaux suffisants de la contrainte de traction; et

3) d'une microstructure susceptible au durcissement.

De plus, la fissure d'hydrogène n'aura lieu que lorsqu'on laisse la soudure refroidir substantiellement à une température de 150 °C ou moins, d'où l'origine du terme "fissure à froid". La fissure due à l'hydrogène n'aura pas lieu s'il manque une des conditions ci-dessus.

#### *3.2.2 Contraintes de traction et fissures provoquées par la présence d'hydrogène*

Les contraintes de traction qui contribuent à la formation de fissures, sont produites par la contraction thermique de la soudure lorsqu'elle refroidit. Le niveau de ces contraintes de traction "résiduelles" est supérieur lorsque le soudage est accompli sur une structure rigide ou hautement contrainte. Des contraintes de traction appliquées à l'extérieur s'ajouteraient aux contraintes résiduelles et augmenteraient ainsi davantage la possibilité d'une formation d'une fissure provoquée par la présence d'hydrogène. On peut déployer des efforts pour contrôler la contrainte de traction totale qui s'exerce sur un assemblage soudé, en s'assurant que la dimension, la géométrie et le montage de la soudure, ainsi que la limite élastique du métal de la tôle forte et du métal d'apport sont optimisés. Néanmoins, un certain niveau de contraintes résiduelles existe toujours suite à un soudage.

#### *3.2.3 Fissuration de soudage et fissurations provoquées par hydrogène*

Pendant le soudage, l'hydrogène est absorbé par la soudure à partir de l'atmosphère de l'arc. Au cours de la solidification et du refroidissement, la solubilité de l'hydrogène dans l'acier décroît et la plus grande partie de l'hydrogène s'échappe par le processus de diffusion. Dans la plupart des cas, toutefois, le refroidissement de la soudure est trop rapide pour permettre l'élimination complète de l'hydrogène. La soudure et la ZAC peuvent devenir sursaturées et avoir tendance à fissurer à mesure du refroidissement. Les efforts en vue de minimiser l'effet de l'hydrogène doivent porter sur la réduction de la quantité d'hydrogène présente dans l'atmosphère de l'arc, et sur son échappement par diffusion plus facile de la soudure et de la ZAC.

L'hydrogène se forme sous la chaleur intense de la soudure à l'arc, par la décomposition de l'humidité et d'autres composantes d'hydrogène présentes dans le revêtement d'électrode de soudage, ainsi que l'huile, le cambouis, le goudron, la rouille ou d'autres contaminations de la pièce travaillée. La réduction de la quantité d'hydrogène présente nécessite ainsi:

1) l'emploi d'électrodes de soudage consumables fabriquées spécialement pour contenir un minimum de composantes produisant de l'hydrogène, soit des électrodes à faible teneur en hydrogène;

2) l'entreposage approprié des électrodes de soudage consumables afin de prévenir toute détérioration, particulièrment par absorption d'humidité; et

3) une pratique attentive sur le chantier pour s'assurer que l'aire à souder est suffisamment nettoyée et à l'abri des éléments.

Le taux de diffusion d'hydrogène dans l'acier décroît rapidement à mesure que la température baisse. Les

techniques qui donnent lieu à un taux réduit de refroidissement de la soudure permettent la diffusion et l'échappement d'une plus grande quantité d'hydrogène des dépôts de soudure et de la ZAC, réduisant ainsi la possibilité de fissuration. Ces techniques comprennent:

1) l'application de chaleur avant et après la soudure; et

2) un soudage qui emploie une plus grande quantité de chaleur par longueur unitaire de la soudure.

Bien que l'on puisse réduire la teneur en hydrogène des soudures par ces techniques, son élimination totale n'est pas possible. Même une teneur très réduite en hydrogène peut donner lieu à une fissure, dépendamment de la susceptibilité de la microstructure et des niveaux de contrainte.

#### *3.2.4 Susceptibilité microstructurelle à la fissuration*

Le ralentissement du taux de refroidissement de la soudure, en plus de la diffusion et de l'échappement plus aisé de l'hydrogène à l'extérieur de la soudure, donnent lieu à des microstructures ZAC qui ont moins tendance à la fissuration. En général, la dureté d'une ZAC de soudure détermine sa tendance à la formation de fissures provoquées par hydrogène. Les changements microstructuraux qui peuvent donner lieu à un durcissement de la ZAC sont, à leur tour, déterminés par la composition chimique du métal de base et du taux de refroidissement subi, suite au soudage. Une teneur élevée en carbone dans l'acier, ainsi que des taux élevés de refroidissement favorisent des durcissements élevés de la ZAC et une grande susceptibilité à la fissuration. Lorsque le soudage se fait sur des structures ou des composantes existantes, le contrôle du taux de refroidissement constitue le seul moyen d'influencer la dureté de la ZAC soudée comme telle.

La fissuration provoquée par hydrogène peut survenir immédiatement après que la température de la soudure ait atteint celle de l'air ambiant ou après une période d'incubation, dépendamment de la teneur en hydrogène, des niveaux de contrainte et de la susceptibilité de la microstructure, d'où vient l'appellation "fissuration retardée"; c'est la raison pour laquelle l'examen définitif non destructif n'est souvent réalisé que lorsqu'environ 48 heures se sont écoulées après la fin de la soudure, dans les situations où un risque de fissurations provoquées par hydrogène existe.

### 3.3 Pratiques de soudage de manchon de PIL et fissuration provoquée par la présence d'hydrogène

Selon l'article 9.16.2(a) de la norme Z183 de l'ACNOR, les sociétés d'oléoducs doivent établir et qualifier une spécification de la méthode de soudage pour des fins d'entretien pipelinier. La qualification de la méthode de soudage comporte l'exécution de divers essais stipulés par la norme Z183 de l'ACNOR, qui visent à montrer que les soudures saines qui possèdent les propriétés mécaniques appropriées peuvent être réalisées par la méthode en question.

En 1973, PIL avait chargé la firme A. Murray MacLean and Associates Ltd. conseiller en métallurgie, de réaliser un soudage expérimental d'un raccord droit et d'un manchon à un tube rempli de liquide. Cette étude comparaît les propriétés des soudures effectuées alors que le contenu de la canalisation était statique, pendant que le produit s'écoulait, lorsqu'on appliquait un préchauffage et lorsqu'on n'en appliquait pas. Le rapport de ce travail a conclu qu'il y avait peu de durcissement de la ZAC dans les échantillons examinés. Les conclusions montraient, en outre, que les soudures effectuées sans préchauffage et pendant que le contenu de la canalisation s'écoulait, montraient la microstructure de ZAC la plus souhaitable.

Les résultats rapportés en 1973 par la firme MacLean décrivent essentiellement un acier de canalisation ayant une tendance très faible durcissement de la ZAC. Ceci constitue une différence marquée par rapport aux conclusions des enquêtes métallurgiques effectuées sur les ruptures du 19 février 1985, du 23 février 1983 et du 8 mars 1976. Le rapport MacLean ne précise pas la composition chimique du tube de conduite utilisé pour l'essai et ne donne pas de détails sur les méthodes de soudage employées. En raison de la différence marquée entre les conclusions du rapport MacLean et celles relatives aux trois bris cités précédemment, on ne peut que conclure que la soudabilité du tube utilisé pour les essais effectués par MacLean n'était pas représentative du tube sujet des trois bris cités, et, peut-être, d'une grande partie du réseau de PIL installé avant le début des années 70. Si cela était, en effet, le cas, il aurait été inapproprié de se fier aux conclusions du rapport MacLean en ce qui concerne la soudabilité du tube actuel de PIL.

La méthode de soudage WP-2 avait été établie par écrit par PIL pour le soudage de manchons d'encerclement à la canalisation principale, dans des conditions où le liquide s'écoule. Toutefois, PIL n'a réalisé aucun essai, aucune évaluation ni qualification, conformément à la clause 9.16.2(a) de la norme Z183 de l'ACNOR, avant d'utiliser cette méthode.

En plus de ne pas avoir suffisamment qualifiée la méthode de soudage WP-2, la preuve montre qu'au moins une exigence de WP-2 n'a pas été respectée pendant l'installation du manchon au pKm 84,12. Les soudures d'angle pour ce manchon ont été appliquées en se servant d'une progression verticale descendante plutôt que verticale ascendante. La vitesse de

propagation typiquement plus élevée du soudage vertical descendant donne lieu à un apport calorifique faible. Ce dernier n'est pas favorable en ce qui concerne le durcissement de la ZAC et l'échappement d'hydrogène.

La méthode WP-2 précise l'emploi d'électrodes de soudage à faible teneur en hydrogène de la catégorie E7018. L'analyse métallurgique fut incapable de confirmer la catégorie d'électrodes qui avaient été effectivement utilisées. Toutefois, PIL a déclaré que des électrodes à faible teneur en hydrogène n'ont pas été utilisées jusqu'au moins deux ans après l'installation du manchon au pKm 84,12, en 1973.

Quant au contrôle de l'hydrogène lors d'une soudure, le témoignage montre que suite à l'incident du 23 février 1983, PIL a mis en place des mesures visant à conserver la qualité des électrodes de soudage à faible teneur en hydrogène, y compris l'emploi de four pour sécher les électrodes. Lorsqu'il y a lieu, une protection contre le mauvais temps est fournie et les surfaces des tubes sont complètement nettoyées à la brosse avant le soudage. Le personnel d'entretien avait été informé de la nécessité de réduire la contamination des soudures par hydrogène et avaient reçu des instructions sur les précautions à prendre.

Lorsqu'on effectue un soudage sur un tube rempli d'un liquide, le préchauffage ou postchauffage nécessaire pour contrôler la microstructure de la ZAC, n'est plus nécessaire. Il n'est pas pratique de maintenir le tube à une température élevée en raison du puissant puits de chaleur des contenus de la canalisation.

L'apport calorifique du soudage précisé dans la procédure WP-2 se situait entre 1,26 kJ/mm et 3,21 kJ/mm. Toutefois, puisque la direction de la progression du soudage demandée par WP-2 n'avait pas été respectée pour l'installation du manchon au pKm 84,12, il est fort possible que les stipulations concernant l'apport calorifique de cette méthode de soudage n'aient pas, non plus, été respectées.

La soudure d'angle qui s'est détériorée le 23 février 1983 avait été posée verticalement vers le haut en utilisant la méthode de soudage UF-04. Pour la passe finale, un apport calorifique se situant entre 2,46 kJ/mm et 5,65 kJ/mm était spécifié. Le soudage du manchon au pKm 84,12 dans une progression verticale descendante a augmenté l'éventualité de la formation d'une fissure provoquée par hydrogène. Toutefois, la susceptibilité à la fissuration de ce matériau est telle que le soudage d'angle vertical ascendant a également montré une fissuration.

Quant aux contraintes qui ont entraîné la formation de fissures provoquées par hydrogène, le soudage d'angle de manchons d'encerclement à un pipeline représente une configuration qui limite les moyens d'exercer un contrôle d'importance. Le tube sur lequel s'effectue un soudage est restreint de façon rigide, et l'on peut s'attendre à y trouver un niveau élevé de contraintes résiduelles. Les imperfections dans le cordon de soudure, le caniveau, etc., pourraient produire davantage d'intensification de contraintes locales.

### 3.4 Essai non destructif

D'après l'article 48 du Règlement, les sociétés d'oléoducs doivent procéder à un essai non destructif de toute réparation permanente des soudures sur pipeline. Ce règlement est entré en vigueur en septembre 1978. Depuis 1976, PIL vérifiait par ultrasons les soudures d'angle, sur une base régulière. Elle y ajoutait parfois une autre vérification grâce à la magnétoscopie.

La magnétoscopie est une méthode d'essai non destructif, capable de détecter les fissures qui rompent la surface ou qui sont situées près de celle-ci. Cette méthode permet d'estimer la longueur d'un défaut, mais non sa profondeur.

L'inspection par ultrasons est une technique d'essai non destructif sensible, bien adaptée à la détection des défauts de surface tels les fissures. On peut estimer l'emplacement d'un défaut dans un échantillon ainsi que ses dimensions. La réussite d'une vérification par ultrasons dépend entièrement de l'aptitude et de l'attention constante de l'opérateur, lequel doit accomplir une variété de fonctions d'interprétation. La nature du matériel d'essai et son entretien à un calibre approprié sont également des facteurs importants.

Lorsqu'une société choisit une méthode pour l'essai non destructif, elle doit considérer la nature des défauts que peut entraîner le processus de soudage utilisé, ainsi que la capacité de la méthode d'essai à détecter ces défauts. La société peut exiger que le personnel effectuant l'essai prouve que la méthode en question est capable de détecter les défauts et que le personnel peut interpréter correctement les indications données.

Les soudures d'angle du manchon à la canalisation qui se sont rompues le 19 février 1985 et le 8 mars 1976 avaient été effectuées avant 1976 et n'avaient pas subi d'essai non destructif.

La soudure d'angle qui s'est rompue le 23 février 1983 avait été exécutée le 9 février 1982. Un rapport de l'essai par ultrasons avait été publié huit jours plus tard ne montrant aucun défaut. La fissure de 210 mm de longueur et de 3,7 mm de profondeur, ayant entraîné ultérieurement le bris de cette canalisation, était passée inaperçue.

Depuis que PIL a commencé à faire l'essai par ultrasons des nouvelles soudures d'angle complétées, la répétabilité des résultats d'essai a été médiocre. Des dossiers sur l'essai sont disponibles pour 216 soudures d'angle qui ont fait l'objet d'un examen par ultrasons depuis 1977. 2,8 pourcent des soudures examinées ont montré des fissures. En août 1985, dans le cadre du groupe de travail sur l'intégrité de la canalisation de PIL, l'essai par ultrasons a été répété sur 26 soudures de manchons à la canalisation qui avaient été initialement inspectées avec succès ou réparées lors de leur installation en 1981 et 1982. Des fissures ont été détectées dans 42 pourcent des soudures ayant fait l'objet d'un essai.

PIL a déclaré qu'une des raisons pour lesquelles les résultats d'essai par ultrasons sont irréguliers était le progrès accompli au niveau des techniques d'essai et de la formation des opérateurs depuis les deux dernières années. Il y a eu, en effet, une évolution constante dans ce domaine En outre, l'Office reconnaît que la détection des défauts aux bords des soudures d'angle est considérablement complexe. Néanmoins, dès 1977, soit l'année au cours de laquelle PIL a commencé à faire des essais par ultrasons des soudures d'angle nouvellement terminées, la technique avait atteint un niveau de maturité qui aurait dû permettre la détection de plusieurs des fissures passées inaperçues au cours des inspections initiales. Certaines de ces fissures étaient larges, comme celle qui a causé le bris du 23 février 1983. La preuve montre que les inspections par essai non destructif effectuées pour PIL, entre 1977 et 1985, l'ont été en l'absence d'une procédure d'inspection écrite de la société. Il était, par conséquent, difficile pour la société de garantir l'uniformité des inspections. La capacité des procédures d'essai utilisées à détecter effectivement les défauts n'a pas été vérifiée.

L'essai par ultrasons et la magnétoscopie accomplis dans le cadre de la Phase I du groupe de travail sur l'intégrité de la canalisation de PIL, avaient été réalisés en suivant les méthodes élaborées à cette fin par l'Institut canadien de soudage. On a remarqué une très grande amélioration dans le niveau de détection des fissures. Toutefois, le nombre de fissures n'ayant pas été détectées, comme l'ont prouvé les études en laboratoire, et l'incapacité des inspections à donner une meilleure précision quant à la dimension du défaut, constituent des facteurs d'inquiétude.

Il ne faut pas oublier que l'essai non destructif vise à donner une indication quant à l'intégrité des soudures qui ont été effectuées conformément à des méthodes de soudage adéquates et qualifiées. Ce n'est que sur cette base que l'on peut s'assurer raisonnablement d'avoir obtenu le niveau de la qualité de soudure requis.

### 3.5 Propagation de la fissure déjà existante

Quoique les fissures de soudure provoquées par la présence d'hydrogène, associées aux bris pipeliniers du 19 février 1985, du 23 février 1983 et du 8 mars 1976, se sont formées peu après la fin des soudures d'angle du manchon à la canalisation, le bris final n'est survenu qu'entre 1 et 11 ans plus tard. Dans chaque cas, la canalisation s'est rompue lorsque la dimension de la fissure déjà existante, par rapport au niveau de tension appliquée au tube à ce point et aux caractéristiques mécaniques du tube, a dépassé une valeur critique nécessaire pour la propagation de fissures.

Les calculs relatifs à l'incident du 19 février 1985 ont montré qu'une tension correspondant à une déformation de 0,2 pourcent était nécessaire pour engendrer la propagation de la fissure. Ce niveau de tension ne provenait pas de la pression interne de la canalisation. Dans chacun des trois incidents, la propagation s'est engendrée à proximité du fond du tube. Par conséquent, il est possible que les tensions nécessaires provenaient de la flexion descendante du pipeline.

Quoique les causes relatives à la flexion descendante du tube n'ont pas été déterminées de façon concluante, certaines théories ont été avancées. On sait que dans le cas de chacun des incidents, les travaux d'excavation de la canalisation avaient été effectués à l'emplacement de la fracture, ou à proximité de celle-ci, pendant l'hiver, avant les ruptures. Il est fort possible que les matériaux de remblayage aient gelé et que ce remblayage ait été exécuté sans prêter particulièrement attention au tassement nécessaire. Le dégel subséquent et la consolidation des matériaux de remblayage peuvent avoir diminué l'assise de la canalisation.

Après l'incident du 19 février 1985, on a également supposé qu'un mécanisme de foisonnement par le gel aurait pu être responsable de la flexion descendante du tube. Ce mécanisme serait lié à l'emplacement de chacune des soudures de manchon rompues, immédiatement à l'intérieur des limites d'un bourbier, et à des bris ayant eu lieu vers la fin de l'hiver, alors que la pénétration du gel dans le sol était à son maximum.

Dans le cas du bris du 8 mars 1976, la flexion descendante pourrait avoir été associée au poids de plusieurs raccords "welds + ends" et de manchons d'encerclement, situés dans les alentours immédiats. La preuve au niveau de la métallurgie indique également que la fissure associée à l'incident du 23 février 1983 a pu croître légèrement pendant l'exploitation du pipeline, à cause de la fatigue du métal, juste avant la fracture.

## 3.6 Renfort du pipeline par l'installation de manchons

### *3.6.1 Répartition de la tension*

Lorsqu'on installe des manchons d'encerclement sur des défauts étanches de pipelines, ces manchons peuvent subir une partie de l'effort circonférentiel qui serait autrement subi entièrement par le pipeline. La proportion de l'effort circonférentiel subi par le manchon à la pression d'exploitation est fonction de la pression de la canalisation au moment où le manchon est installé, ainsi que de la résistance et de l'épaisseur du manchon par rapport à celles du pipeline. Si l'emboîtement du manchon sur le pipeline a du jeu, il y a perte au niveau de la possibilité d'une répartition de la tension.

On a montré qu'un manchon idéalement emboîté, ayant une épaisseur de paroi égale à celle du pipeline, installé alors que la pression de la canalisation est réduite à 67 pourcent de sa pression d'exploitation, subirait moins de 17 pourcent de l'effort circonférentiel total. En outre, un emboîtement parfait est difficile à réaliser dans la pratique. Les chercheurs ont, par conséquent, conclu que dans le cas de manchons non préchargés, installés sur des défauts étanches d'une canalisation, la plus grande partie du renfort fourni par le manchon est attribuable aux effets autres que la répartition de la tension.

### *3.6.2 Gonflement restreint*

Avant une rupture, un gonflement important vers l'extérieur est visible dans les régions entourant les défauts pipeliniers, lorsque la pression augmente; la rupture de ces défauts peut être évitée si ce gonflement est restreint. La recherche a montré que la plus grande partie de l'effet de renfort des manchons installés sur des défauts étanches de tube provient qu'ils restreignent ce gonflement de défaut.

La mesure de restriction dépend d'un contact ferme entre la surface du tube défectueux et le manchon. Pour réduire le danger de l'emboîtement du manchon, on peut appliquer, entre la canalisation et le manchon, un matériau de remplissage qui puisse durcir. Lorsque le pipeline est bosselé ou que sa rotondité est touchée, il faut employer un matériau de remplissage qui s'endurcisse si l'on veut restreindre le gonflement de défaut.

Étant donné que des manchons d'encerclement posés sur des défauts étanches de tube fournissent un renfort en restreignant le gonflement, il n'est pas nécessaire de concevoir les manchons pour qu'ils puissent contenir la pression. Par conséquent, le soudage d'angle des extrémités du manchon au pipeline n'est pas requis dans le but de restreindre le gonflement. De fait, le soudage du manchon au pipeline n'est pas souhaitable compte tenu de la possibilité d'introduire de sérieux défauts de soudure. La corrosion dans les crevasses entre la canalisation et le manchon peut être évitée par l'application d'une couche épaisse d'un revêtement protecteur.

Les manchons d'encerclement peuvent servir, comme on l'a décrit dans ce chapitre, à la réparation de certains types de défauts étanches de canalisation, y compris les piqûres de corrosion externes, les bosselures et les rainures. Toutefois, ils ne doivent pas servir pour réparer des défauts de soudures continues cassantes sur les tubes de SRÉ.

### *3.6.3 Installation d'un manchon sur des défauts non étanches*

La réparation des défauts non étanches par la pose de manchons nécessite que ces derniers soient soudés au pipeline et capables de retenir la pression. Lorsque l'espace entre le manchon et le pipeline est pressurisé, le manchon devient le seul élément subissant une tension, alors que le tube sur lequel il repose en est libre. L'intégrité du manchon et la solidité des soudures pour l'installation du manchon sont, par conséquent, très importantes. Tant la recherche que l'expérience sur le chantier ont illustrées la possibilité que des défauts sérieux des soudures d'installations du manchon surviennent.

### *3.6.4 Manchons précontraints*

PIL participe à la mise au point de manchons précontraints pour un usage futur possible. La conception de ce manchon vise à augmenter la proportion de l'effort circonférentiel qu'il subit et ne demanderait aucun soudage au corps du pipeline, lorsqu'il est installé pardessus des défauts étanches du tuyau.

Les résultats d'essai, présentés par PIL comme preuve, semblent confirmer que le manchon précontraint soit capable de partager une partie de l'effort circonférentiel avec le tuyau, et que l'absence d'un soudage sur le pipeline éliminerait toute possibilité d'un bris pipelinier attribuable à des défauts de soudage. Toutefois, aucune preuve n'a été présentée quant à l'efficacité de ce manchon pour réellement prévenir le bris des défauts de pipeline. Une telle efficacité doit être prouvée avant d'accepter l'utilisation de ce manchon sur le terrain.

### *3.6.5 Programme d'élaboration d'une méthode de soudage d'angle de PIL*

Suite à l'incident du 23 février 1983, PIL a demandé à l'Institut de soudage canadien qu'il élabore une mé-

thode optimale pour le soudage d'angle des manchons d'encerclement à un oléoduc en exploitation. Après certains essais préliminaires et discussion avec PIL, l'Institut a entrepris le programme de développement d'un soudage d'angle.

Le témoignage a montré que la nouvelle méthode de soudage de PIL appelée UF-28-85/S* a été conçue en conséquence directe du travail de développement effectué par l'Institut canadien de soudage.

Après avoir reconnu l'efficacité limitée du préchauffage d'un tube rempli de liquide, l'équipe de travail a tenté d'en réduire la susceptibilité à la fissuration, en étudiant les effets de l'apport calorifique du soudage et la configuration du cordon de soudure. L'Office constate, toutefois, que la plupart des essais de soudage ont été effectués sur des tubes ayant une soudabilité considérablement supérieure à la majorité des canalisations dans le réseau de PIL. Quoique la méthode de soudage UF-28-85/S* se soit qualifiée par la suite selon la norme Z183 de l'ACNOR, en utilisant des tubes plus représentatifs, les données n'ont pas été fournies sur le durcissement de la ZAC, soit l'indication première d'une susceptibilité à la fissuration. De plus, la configuration du cordon de soudure exigée par la méthode UF-28-85/S* n'en est pas une recommandée par l'Institut canadien de soudage. Qui plus est, l'apport calorifique requis pour les deux passes finales de soudure (0,98-1,47 et 1,48-1,95 kJ/mm, respectivement) est considérablement inférieur à celui que recommande l'Institut canadien de soudage. Le durcissement maximal de la ZAC autorisé par la méthode UF-28-85/S*, 400 $HV_{500}$, est un durcissement qui peut être susceptible à la fissuration si les niveaux d'hydrogène et de tension ne sont pas suffisamment contrôlés.

L'Office est d'avis que, même si le programme de développement du soudage d'angle et la création de la méthode de soudage UF-28-85/S* représentent des étapes positives, cette méthode n'offre pas une marge de sécurité suffisante pour prévenir la fissuration provoquée par la présence d'hydrogène, étant donné la nature de la plupart des canalisations dans le réseau de PIL, ainsi que les variations inévitables dans les paramètres de soudure associés au soudage manuel, qui surviennent dans les conditions sur les chantiers. L'Office croit que le soudage sur des tubes remplis de liquide ne devrait pas être effectué, sauf dans des situations d'urgence. Toute soudure ainsi réalisée dans le futur, ne devrait être considérée que comme une mesure temporaire, qui sera remplacée dès que possible.

### *3.6.6 Groupe de travail sur l'intégrité de la canalisation de PIL*

Peu après l'incident du 19 février 1985, PIL a constitué le groupe de travail sur l'intégrité de la canalisation. Les objectifs de ce groupe de travail étaient les suivants:

1) évaluer l'état des manchons d'encerclement sur le réseau pipelinier;
2) évaluer les méthodes disponibles pour effectuer les essais non destructifs;
3) confirmer les résultats des calculs d'évaluation de défaut, par un essai à grande échelle;
4) étudier l'origine des forces qui entraînent la flexion du pipeline; et
5) mettre au point des méthodes de réparation pour les soudures d'angle qui sont défectueuses.

Le groupe de travail a procédé en deux étapes, soit les phases I et II. Au cours de la première phase, il a examiné des manchons installés sur un tronçon récemment abandonné de la canalisation n$^{o}$ 1, dans le voisinage immédiat de l'emplacement de l'accident du 19 février 1985. Il a publié un rapport sur ces activités le 21 février 1986. Au cours de la phase II, le groupe de travail a procédé à l'examen des manchons additionnels installés ailleurs sur le réseau. Même si les activités de la Phase II se continuent encore, certains résultats préliminaires ont été envoyés à l'Office.

PIL a indiqué qu'au moins 1 072 manchons d'encerclement ont été soudés au pipeline, dans son réseau. Il existe également d'autres dispositifs, dont l'installation exigeait le soudage à un tube rempli de liquide, notamment les raccords, les bouchons en té, etc. L'installation de ces dispositifs s'est faite dans les mêmes conditions et selon des méthodes essentiellement semblables que celles en cause, dans les ruptures étudiées. Lorsque la composition du tube de canalisation a donné lieu à une susceptibilité à la fissure semblable ou supérieure, comme c'est le cas pour la plus grande partie du réseau de PIL, il est grandement probable que les soudures ainsi réalisées contiennent des fissures. Cette attente a été confirmée par une preuve obtenue suite à l'examen des manchons intacts du réseau de PIL par l'Institut canadien de soudage et par les résultats de la Phase I du groupe de travail PIL, qui effectuait des essais par ultrasons et des magnétoscopies, sur le terrain et en laboratoire, en utilisant des méthodes développées par l'Institut canadien de soudage. Sur les 42 soudures d'angle examinées au cours de ces études, 40 pourcent montraient une fissuration. Dans les 68 premières soudures examinées par le groupe de travail de PIL

(Phase II), des fissures de soudure existaient dans 53 pour cent des cas.

Certaines des soudures d'angle examinées par un essai non destructif dans des conditions de chantier ont été réexaminées ultérieurement par un essai non destructif au laboratoire de l'Institut canadien de soudage. On a trouvé dans 23 pourcent de ces soudures, des fissures qui avaient échappé à l'inspection sur le terrain. L'existence de ces fissures fut également confirmée par le sectionnement des soudures. Leurs dimensions s'étendaient jusqu'à 15 mm de longueur et 0,94 mm de profondeur. En outre, le sectionnement a montré que plusieurs indications que les contrôles sur le chantier et en laboratoire interprétaient comme des fissures, étaient causées par d'autres éléments de soudure. En raison de l'incapacité de l'essai non destructif à détecter, avec une certitude suffisante, des fissures aux bords d'une soudure d'angle, l'Office a conclu que les soudures, ayant un potentiel prouvé qu'elles contiennent des fissures et qui sont situées de telle manière qu'une rupture puisse entraîner des risques inacceptables pour le public, doivent être considérées comme s'il y avait fissuration, indépendamment des résultats de tout essai non destructif.

Les dimensions des fissures estimées par les vérifications par ultrasons sur le terrain ont été vérifiées par sectionnement. De fait, la profondeur des fissures identifiées par ultrasons était, dans tous les cas, sous-estimées par rapport à la profondeur réelle, dont l'écart était, parfois, considérable. L'exemple le plus extrême était celui d'une fissure dont la profondeur estimée par ultrasons était inférieure à 0,38 mm et pour laquelle le sectionnement a montré qu'elle était en réalité de 4,52 mm. Le groupe de travail a conclu qu'il n'existait pas encore de méthodes adéquates pour déterminer, de façon non destructive, la profondeur d'une fissure aux bords d'un soudage d'angle.

Aux fins de l'évaluation technique critique (ETC), il faut connaître les dimensions des défauts. En l'absence de renseignements précis sur la dimension des défauts à partir de l'essai non destructif, le groupe de travail de PIL a proposé que les calculs de l'ETC soient fondés sur l'hypothèse selon laquelle les fissures avaient pénétré l'épaisseur de la paroi du tube à 33 pourcent. Quoique cette hypothèse semble conservatrice quant à la majorité des fissures aux bords des soudures d'angle étudiées, chacune des trois ruptures décrites dans ce rapport a été provoquée par des fissures qui avaient pénétré l'épaisseur de la paroi au-delà de 33 pourcent. Le groupe de travail actuel a découvert une fissure qui avait pénétré jusqu'à 57 pourcent de l'épaisseur de la paroi du tube.

Les possibilités que les charges imposées à un pipeline évoluent au cours des années, a été montrée par les trois bris pipeliniers de PIL, décrits dans ce rapport, dont l'un est survenu plus de 11 ans après la formation de la fissure. En acceptant l'existence de fissures de soudure fondées sur des analyses récentes de tension particulière au site, on n'évitera pas nécessairement de futures ruptures si les conditions de chargement étaient modifiées.

Compte tenu des incertitudes liées à la détection et au calibrage des fissures par des méthodes non destructives, et compte tenu de l'évolution possible au cours des années des conditions de tension pipelinière, il faut utiliser une méthode d'analyse prudente. En conséquence, une soudure qui contient un défaut qui est interprété comme une fissure, doit être jugée inacceptable, indépendamment des dimensions données de la fissure.

Le groupe de travail de PIL a proposé, comme méthode de réparation des soudures d'angle ayant des fissures de soudure inacceptables, l'installation de deux manchons d'encerclement supplémentaires pour circonscrire la soudure défectueuse dans un récipient étanche sous pression. Il ne s'agit pas d'une méthode de réparation recommandée par les normes applicables de l'industrie. La documentation présentée par PIL à l'appui de sa technique de réparation proposée n'a pas convaincu l'Office.

L'Office estime que la méthode la plus appropriée pour réparer les fissures de soudure, compte tenu de la nature des défauts, est le découpage d'une pièce cyclindrique du tube ayant le défaut, suivi de l'installation d'un tube de remplacement par soudage bout à bout. Il existe des techniques pour réaliser de telles réparations efficacement, sans devoir réaliser d'autres soudures d'angle.

L'Institut canadien de soudage a conclu, dans son rapport au groupe de travail, que la présence de longs manchons ou de manchons multiples sur une longueur restreinte du pipeline réduit la déformation des tubes, mais accroît la contrainte locale. S'il y avait un défaut, une telle augmentation de la contrainte pourrait accroître la possibilité d'une propagation du défaut. À titre de bonne pratique, il faudrait limiter le nombre de dispositifs d'encerclement installés sur un pipeline, de manière, au moins, à respecter un espacement minimal. Selon l'article 116(4) du Règlement, les sociétés d'oléoducs ne doivent pas installer des dispositifs d'encerclement à moins de 12 m l'un de l'autre. La preuve a montré que ceci n'était pas le cas pour les bris pipeliniers du 23 février 1983 et du 19 février 1985. En outre, la preuve recueillie au cours de l'audience indique que PIL a installé des dispositifs d'encerclement qui sont plus rapprochés entre eux que la distance autorisée aux termes du règlement, à d'autres endroits sur son réseau pipelinier.

Si l'état du pipeline d'une société nécessite une installation plus fréquente de manchons, cette mesure doit être considérée provisoire avant le remplacement du tube. Il faut également tenir bien compte du dommage pipelinier, notamment d'un mauvais fonctionnement du système de protection cathodique.

## 3.7 Conditions d'exploitation antérieures au bris

### *3.7.1 Système de contrôle du pipeline*

PIL a mis sur pied un système de surveillance du contrôle et de l'acquisition des données (SCADA), qui permet aux opérateurs de la pièce de commande de surveiller et de contrôler les opérations pipelinières par l'ordinateur principal. L'aire de travail de l'opérateur comprend un écran CRT pour chaque canalisation qu'il contrôle, ainsi qu'un clavier de commande. Chaque poste de travail a également un écran supplémentaire permettant l'accès aux programmes informatiques et à des renseignements destinés à aider l'opérateur.

L'écran CRT affiche et met à jour, toutes les 20 à 60 secondes, dépendamment de la fréquence à laquelle l'ordinateur scrute chaque station, des renseignements tels que les pressions à la station, les points critiques de pression, le débit calculé et l'état des unités de pompage. Ces renseignements sont stockés sous forme de données historiques dans la banque informatique, à toutes les quatre minutes, pour les quatre heures précédentes et peuvent être extraits par l'opérateur.

Un programme de suivi du lot et de bilan-matière, demandant que l'opérateur fournisse des données, fait partie du système de contrôle du pipeline. Toutes les deux heures, le programme sort sur imprimante l'emplacement des lots, ainsi que les écarts de volume entre les points d'injection et de livraison. Un changement imprévu dans le volume peut indiquer un mauvais fonctionnement du système ou produire des pertes. Le personnel des opérations se sert ordinairement du programme de suivi de lot pour planifier les débits et pour détecter les fuites.

Le personnel de PIL a développé le programme de détection des fuites vers la fin des années 70. Le programme calcule les débits entre les stations adjacentes de pompage, en se servant de données telles la pression de refoulement de la station en amont, la pression d'aspiration de la station en aval, les caractéristiques physiques du tronçon pipelinier et l'emplacement du lot, et affichent ces données constamment sur les écrans CRT.

Lorsqu'un écart des débits entre deux stations adjacentes quelconques atteint un niveau établi par la société, un message indiquant une fuite possible dans ce tronçon apparaîtra au bas de l'écran CRT. De plus, une sonnerie d'alarme se déclenchera, à laquelle l'employé devra donner suite. Lorsque des irrégularités dans les opérations pipelinières ne peuvent être immédiatement expliquées, la procédure régulière de PIL stipule que les opérateurs doivent d'abord arrêter l'opération du pipeline, puis procéder à l'étude du problème.

### *3.7.2 Exploitation pipelinière*

L'annexe VII fournit une liste des données historiques informatiques des opérations pipelinières du 19 février 1985, entre 7h et 13h05. L'Office constate qu'ente 12h23 et 13h05, les données historiques des opérations sur la canalisation n$^{o}$ 1 de PIL montrent que sept irrégularités dans les exploitations ont eu lieu.

1) les pressions d'aspiration et interne à la station de pompage d'Edmonton ont chuté de 67 et de 111 psi respectivement, en 41 secondes;

2) les pressions d'aspiration et interne à la station de pompage de Hardisty ont chuté de 94 psi en 19 secondes;

3) le débit calculé à la station de pompage d'Edmonton a augmenté de 12 pourcent, tandis qu'il diminuait de 50 pourcent à la station Hardisty;

4) la pression différentielle entre les stations de pompage d'Edmonton et d'Hardisty variait entre 450 et 560 psi, tandis que celle entre les stations de Hardisty et de Kerrobert tombait de 904 à 162 psi;

5) cinq messages de fuite ont été affichés sur les écrans CRT de l'opérateur, accompagnés d'une sonnerie d'alarme;

6) les stations en aval d'Edmonton étaient sur réglage d'aspiration basse continuelle et

7) Le listage du suivi de lot de 13h montrait une perte de volumes en canalisation de 579 m$^3$ depuis le dernier listage de 11h.

Selon les procédures de la société, les opérateurs auraient dû arrêter la canalisation lorsque ces conditions de perturbation ont commencé et enquêter sur la cause des problèmes.

Toutefois, les opérateurs ont cru que les conditions étaient attribuables, en partie au changement de produit et en partie à l'arrêt d'une unité de pompage à Edmonton; ils ont tenté de rectifier la situation en y compensant.

À 12h40, soit 17 minutes après que les conditions de perturbation aient commencé, l'écran CRT a affiché le

premier message de fuite, cité précédemment. À ce moment-là, le débit calculé à Hardisty était d'environ 35 pour cent inférieur à celui d'Edmonton. Il arrive que les messages de fuite s'affichent de temps à autre pendant les conditions normales d'exploitation, lorsque des unités de pompage démarrent ou s'arrêtent en raison du changement de débit. Au cours des 17 premières minutes des conditions de perturbation de la canalisation, il y a eu des changements dans les unités de pompage à Edmonton.

Les écrans CRT ne peuvent afficher que six messages à la fois. Lorsqu'un nouveau message est affiché, au bas de l'écran CRT, celui situé à la partie supérieure de l'écran disparaît et ne peut être rappelé. Par conséquent, lorsque le personnel de la salle de contrôle tentait d'analyser les conditions de perturbation, il ne pouvait avoir accès à une liste de messages. S'ils avaient pu visualiser l'ensemble des messages lancés depuis que le début des conditions de perturbation de la canalisation, ils auraient peut-être réalisé l'existence d'une fuite entre Edmonton et Hardisty.

La société a déclaré que "les opérateurs de pipeline de PIL connaissent à fond l'hydraulique de base et possèdent tous une expérience suffisante de l'exploitation pipelinière par commande à distance. Les opérateurs sont formés et habitués à une opération de type cause à effet, ce qui veut dire qu'ils réagissent constamment aux conditions de perturbation d'une canalisation". La société a également affirmé que "l'expérience de l'opérateur lui permet de soupçonner une fuite en raison du réglage constant de débit de la station en aval".

L'Office constate que, si les principes hydrauliques des pipelines avaient été appliqués aux conditions de dérangement de la canalisation, comme le mentionnent les points 1 à 4 ci-dessus, les opérateurs auraient peut-être réalisé qu'un bris pipelinier avait eu lieu dans le tronçon entre Edmonton et Hardisty.

Qui plus est, le fait que les stations de Hardisty et celles en aval procédaient au réglage de basse aspiration pendant un certain temps constituait également une indication d'un bris pipelinier en amont de cette station.

Les opérateurs n'avaient pas accès aux renseignements cités au point 6 pendant qu'ils tentaient d'analyser les conditions de perturbation de la canalisation, puisque ces données ne sont imprimées qu'une fois toutes les deux heures, et que le dernier listage avait été imprimé à 11h. S'ils avaient disposé de ces renseignements, les opérateurs auraient été capables d'identifier la situation de fuite.

Même si le règlement et la norme Z183 de l'ACNOR ne comprennent pas d'exigences spécifiques, l'APC a suggéré, en 1983, que les renseignements relatifs au bilan-matière soient disponibles à toutes les heures pour les pipelines à haute pression de vapeur qui sont situés dans des emplacements de zone 1 peu habités, et à toutes les cinq minutes pour les pipelines de HPV qui sont installés dans des emplacements de zone 2, de densité urbaine plus élevée. La canalisation n$^{o}$ 1 de PIL traverse ces deux genres de zone; toutefois, le calcul du bilan-matière n'est effectué qu'à toutes les deux heures. Les suggestions de l'APC sont fondées sur une entente au sein de l'industrie et représentent une bonne pratique industrielle. Cette proposition particulière, en ce qui concerne le bilan-matière pour les pipelines à HPV, représente la prudence qu'il faut déployer dans la manipulation des mouvements de LGN.

## 3.8 Programmes de formation pour les employés de PIL

### *3.8.1 Formation des employés de pipeline*

Selon PIL, la formation en cours d'emploi constitue la meilleure formation pour les employés de pipeline en raison de la nature spécialisée du service et de l'équipement en cause. Pour certains genres d'équipement et de fournitures, cette formation sur le tas est suivie d'un cours en salle de classe ou de cours offerts par le fournisseur, ou les deux. PIL estime aussi, grâce à ce genre de formation, que les employés sont mis au courant des dangers des produits acheminés par la société.

Quant aux LGN, on ajoute à ce genre de formation des démonstrations de brûlage des LGN, ayant lieu tous les deux ans. Pour réaliser ces démonstrations de LGN, ces derniers doivent être libérés sous contrôle dans l'atmosphère et le nuage de gaz est subséquemment brûlé soit par torche ou par allumeur. Ces démonstrations permettent aux participants d'observer le comportement des LGN fuyants, et les moyens appropriés pour procéder au brûlage par torche. Toutefois, avant l'accident, certains des membres n'avaient pas participé à une telle démonstration.

La formation sur l'utilisation des autres équipements de sécurité, tels les extincteurs d'incendie et les appareils respiratoires, avait été donnée au cours des réunions mensuelles sur la sécurité de l'équipe d'entretien d'Edmonton. Les membres de l'équipe d'entretien d'Edmonton n'avaient pas tous reçus la formation sur l'utilisation des détecteurs de gaz et des détecteurs d'hydrogène sulfuré. Il semble que les membres de l'équipe d'entretien ayant besoin de cet équipement pour effectuer un travail particulier, recevaient les instructions sur la manière de s'en servir juste avant de commencer le travail.

### *3.8.2 Programme de formation des opérateurs de pipelines*

Les nouveaux opérateurs de pipeline suivent un programme de formation sur le tas, qui comprend l'étude du manuel d'exploitation de la société, une séance interne d'une journée portant sur l'hydraulique du pipeline et des observations des opérations pipelinières sur une période de douze mois. Le stagiaire fait alors fonctionner le pipeline sous surveillance étroite d'un opérateur ayant plus d'expérience, pendant les 24 prochains mois. Lorsque survient une situation de perturbation dans la canalisation, l'opérateur ayant plus d'expérience prend le contrôle du système pipelinier.

Au cours des deux dernières années, la société a fait l'achat d'un progiciel de simulation des opérations pipelinières. Toutefois, cette formation n'a été donnée qu'aux opérateurs ayant le plus d'expérience et non aux stagiaires. Le progiciel de simulation ne peut pas, actuellement, faire la simulation d'un bris pipelinier, quoiqu'il en ait la capacité, si on le programme à cette fin.

# Chapitre 4
# Conclusions de l'Office

## 4.1 Cause probable de l'accident

La cause de l'accident qui a occasionné des blessures fatales à MM. Guthrie et Kelsey et des brûlures à MM. Armstrong, Froese et Wack a été l'inflammation des gaz de LGN échappés. L'Office établit que la cause de l'échappement de LGN était un défaut d'une soudure d'angle du manchon d'encerclement. La soudure d'angle était déficiente en raison d'une fissure provoquée par la présence d'hydrogène. L'inflammation des vapeurs de LGN en fuite s'est produite aux environs de 20 h 30. Un changement de la direction du vent d'environ 180° a fait dévier les vapeurs de LGN vers le site où l'équipe d'entretien, qui préparait l'emplacement en vue de réparations, avait laissé les véhicules stationnés et les moteurs en marche. L'accident aurait pu être évité si l'équipe de réparation du gazoduc avait fait brûler à la torche les vapeurs du gaz de LGN qui s'échappaient, si l'équipe d'entretien s'était trouvée dans un endroit situé plus haut et plus loin que l'emplacement de la fuite ou si l'équipe du pipeline avait été dotée d'un plus grand nombre de détecteurs de limite d'explosivité inférieure du gaz et de dispositifs de surveillance de la direction du vent et si elle les avait utilisés. L'Office conclut que les facteurs suivants ont contribué à l'accident:

1) L'absence de surveillance constante de la direction du vent et du nuage de gaz.

2) L'absence de lignes directes de communication entre les hommes sur le terrain et le personnel du bureau chef, ce qui a donné lieu à un malentendu à l'égard de la question du brûlage à la torche.

3) Un manque d'équipement critique de détection du gaz à l'endroit de la fuite. Les équipes d'entretien de la PIL n'étaient équipéess que de deux détecteurs de gaz par équipe, dont l'un était porté par le contremaître et l'autre, dans le camion de soudage.

4) Le manque de réaction du personnel sur les lieux aux avertissements de danger, probablement en raison d'une formation insuffisante et de connaissances insatisfaisantes des manuels en matière de sécurité, d'exploitation et d'entretien de la PIL, de même qu'un manque d'expérience pour réagir à ce type de situation.

5) Le fait que le site de travail des employés préposés aux réparations se trouve trop près de l'emplacement de la fuite.

6) Le fait que l'équipe d'entretien ait été obligée de continuer à travailler après le coucher de soleil aux environs des vapeurs de LGN qui n'avaient pas été brûlées à la torche.

7) Le choix d'un site de travail pour l'installation d'une valve bouchon à 220 m seulement en amont de la fuite et à environ la même élévation que cette dernière, au lieu de déplacer le travail plus haut et en amont.

8) Le manque d'instructions à l'intention des employés sur le site quant au plan de réaction à cette fuite, aux dangers de cette situation et au rôle que chaque personne devait jouer.

9) Le manque d'un plan de réaction d'urgence pour agir, de façon systématique et organisée à des fuites de LGN.

10) Le manque de connaissances et de compréhension des différences entre une fuite de LGN et une fuite de pétrole.

11) La non-conformité aux exigences du code des clauses 9.12.1 et 9.12.4 de la norme ACNOR Z183.

## 4.2 Questions particulières

### *4.2.1 Motifs d'ordre métallurgique du bris de l'oléoduc*

L'Office établit que le bris de la canalisation n$^{o}$ 1 de PIL du 19 février 1985 s'est produit en raison de la propagation soudaine d'un défaut de soudure préexistant. Ce défaut était une fissure provoquée par hydrogène située dans la ZAC d'une soudure d'angle. La soudure d'angle avait été faite pour rattacher un manchon d'encerclement à la paroi de la canalisation.

L'Office conclut que les facteurs suivants ont contribué au défaut de soudure préexistant et à sa propagation:

1) La fissure de soudure provoquée par la présence d'hydrogène a été causée par l'application de la soudure d'angle d'une façon qui ne concordait pas aux matériaux et aux conditions du moment:

   a) Le contenu en carbone et l'équivalent de carbone du matériau de la canalisation étaient élevés, normal pour l'acier de canalisation de teneur X52 fabriqué avant le début des années 70. Cette composition chimique favorisait la formation d'une microstructure martensitique durcie dans la ZAC de la soudure. Cette microstructure était hautement sensible à la formation d'une fissure provoquée par hydrogène.

   b) La soudure d'angle du manchon à la conduite a été effectuée alors que la canalisation contenait du liquide. L'absorption de chaleur par le contenu de la canalisation a augmenté le taux de refroidissement de la soudure. De plus, cette absorption de chaleur rendait irréalisable l'utilisation de chauffage préalable pour le contrôle du taux de refroidissement de la soudure.

   c) La soudure d'angle a été effectuée verticalement de haut en bas et sans usage de produits consommables de soudage à faible hydrogène. Cela contrevenait à la procédure WP-2 de PIL existant à l'époque et favorisait encore plus la formation de fissures de la soudure provoquées par hydrogène.

2) PIL n'avait pas reconnu la probabilité de la production de défauts graves en raison de la soudure aux conditions décrites à 1):

   a) Aucun essai ou évaluation de WP-2 n'a été effectué avant qu'il soit utilisé sur les lieux. Les essais de qualification de procédures de soudure requises par la norme ACNOR Z183 n'ont pas été effectués.

   b) Les essais de soudage demandés par PIL en 1973 ont signalé que le soudage sur une canalisation de teneur X52, rempli de liquide et dont le contenu circule, ne donnait lieu à aucun durcissement de la ZAC. Ce comportement rapporté, toutefois, n'était pas typique du comportement observé dans le cas de la rupture de la soudure d'angle du 19 février 1985. De plus, cette conduite n'était vraisemblablement pas représentative de la majeure partie du réseau PIL construit avant le début des années 70.

3) La fracture de soudure qui s'est propagée et a occasionné l'incident du 19 février 1985, s'est formée peu après la fin du soudage, probablement dans les 48 heures. La présence de cette fracture n'a pas été décelée, toutefois, étant donné qu'un essai non destructif de la soudure terminée n'a pas été accompli.

4) La propagation de la fracture pré-existante et la panne de la canalisation se sont produites plus de 11 ans après la fin de la soudure. La fissure s'est propagée lorsque les efforts de traction dans la canalisation à l'endroit du défaut, par rapport à la dimension de la fissure et aux propriétés mécaniques de la canalisation, ont dépassé une valeur critique.

5) Les efforts de traction ayant contribué à la panne ont probablement été le résultat d'une courbure vers le bas de la canalisation. Le fonds de la tranchée s'est peut-être affaissé en raison de la consolidation de matériaux de remblayage antérieurement gelés et mal tassés ou en raison du tassement dû au gel ou les deux.

#### *4.2.2 Système de détection des fuites et contrôle de supervision*

En se fondant sur une analyse des renseignements présentés pendant l'enquête, l'Office a déterminé que le bris de la canalisation s'est produit à environ 12 h 23 le 19 février 1985. L'Office réalise que dans cet incident il existait une différence appréciable entre les mesures prises par le personnel d'exploitation de la société et les politiques établies.

L'Office conclut que les facteurs suivants ont contribué à la longue période écoulée entre le moment du bris et la mise hors service de la canalisation:

1) Le manquement de l'opérateur à suivre la procédure établie par la société dans le cas d'une perturbation inexplicable sur la canalisation.

2) La formation inadéquate des opérateurs dans le domaine de l'exploitation de la canalisation et de l'hydraulique des pipelines.

3) Un système SCADA et de détection des fuites qui ne prévoit pas:

   i) la conservation des données historiques globales et des messages de l'ordinateur avertissant d'une fuite,

   ii) l'indication hâtive d'une fuite,

   iii) un accès plus fréquent aux renseignements du bilan des matériaux et de dépistage des lots.

# Chapitre 5
# Recommandations

L'un des principaux buts de cette enquête était de permettre à l'Office de déterminer si des modifications devront être apportées soit à la façon dont PIL fonctionne, soit à la façon dont PIL est réglementée par l'Office, afin de prévenir des accidents de même nature à l'avenir. Le préambule à l'enquête publique indiquait que, selon la preuve, l'Office pourrait juger nécessaire de faire usage des pouvoirs qui lui sont conférés par l'article 39 de la Loi sur l'Office national de l'énergie afin d'enjoindre la société d'apporter des modications à sa canalisation ou d'apporter des modifications au règlement fait en vertu de la Loi sur l'ONÉ régissant la construction et l'exploitation de la canalisation. L'Office voulait également déterminer si la Loi sur l'ONÉ ou l'actuel Règlement sur les pipe-lines ont été enfreints, ce qui pourrait avoir contribué à l'accident.

Le Comité d'enquête, lorsqu'il a étudié s'il fallait apporter des modifications aux règlements de l'Office, a tenu compte que l'Office a recommandé l'an dernier que des modifications importantes soient apportées au règlement sur les pipe-lines. Ce règlement a été unifié au règlement sur les gazoducs et il porte maintenant le nom de Règlement sur les pipelines terrestres. Le ministère de la Justice étudie maintenant ce règlement, avant qu'il ne soit soumis à l'approbation du gouverneur en conseil. Certaines modifications recommandées par le Comité d'enquête ont déjà été incorporées à l'ébauche du règlement sur les pipelines terrestres. D'autres modifications recommandées par le Comité n'apparaissent pas dans l'ébauche du règlement sur les pipelines terrestres et à cette fin, l'ébauche du Règlement nécessiterait d'autres modifications. Les sections suivantes du rapport distinguent entre ces deux différents types de changements au Règlement.

### 5.1 Manuels des mesures d'urgence

Le Comité d'enquête recommande que l'Office exige que les sociétés se dotent d'un manuel de mesures d'urgence en cas de fuites dans les pipelines ou de bris de pipeline, pour s'assurer d'une méthode uniforme de réaction aux accidents, en ce qui a trait aux pipelines sous la compétence de l'Office. Ce manuel devrait prévoir, entre autres, que les sociétés doivent effectuer, deux fois par an, des exercices d'urgence. Le Comité d'enquête note que cette recommandation n'exigera pas de modifier le projet de règlement sur les pipelines terrestres, pourvu qu'il soit adopté comme proposé.

Le manuel de mesures d'urgence pour les canalisations transportant des hydrocarbures liquides devrait être divisé en trois parties comme suit:

1) Renseignements en matière de réactions générales en cas d'urgence;

2) Plan d'urgence en matière de déversements de pétrole; et

3) Plan d'urgence en matière de fuite de LGN et d'autres matières volatiles.

Le Comité d'enquête recommande qu'un manuel semblable soit conçu aussi pour les canalisations transportant des hydrocarbures gazeux qui relèvent de la compétence de l'Office.

La première partie du manuel proposé devrait donner des renseignements communs quant aux situations d'urgence portant sur divers types d'hydrocarbures transportés à l'état liquide et contenir, entre autres, des détails sur:

1) la structure hiérarchique de l'organisation en ce qui concerne les employés affectés à l'administration et au fonctionnement;

2) les responsabilités de l'agent de sécurité et de son remplaçant;

3) les responsabilités des personnes essentielles de la société;

4) la liste, par endroit, des employés de la société à qui on peut avoir recours et qui ne sont pas parmi ceux que ont habituellement à prendre des mesures pour réagir à ce genre d'incident;

5) la liste, par endroit, des employés de la société, du titre de leur poste et de leurs fonctions, qui maintiennent des contacts avec d'autres organismes d'urgence;

6) une déclaration indiquant dans quelle mesures s'appliquent les renseignements relatifs aux mesures d'urgence;

7) les exercices à faire pour se préparer aux situations d'urgence, et leur fréquence;

8) l'établissement de lignes de communication directes entre le site de l'accident et les personnes essentielles du bureau central;

9) La liste, par endroit, d'autres organismes d'urgence, et des détails quant à la disponibilité des personnes et de l'équipement;

10) la liste, par endroit et par quantité, des vêtements à utiliser en situation d'urgence et de l'équipement spécialisé autre que l'équipement servant à la construction;

11) le programme d'entretien de tous les types d'équipement de sécurité et le calendrier d'exécution de cet entretien; l'identité des personnes chargées de faire respecter ce programme.

La deuxième partie du manuel de mesures d'urgence proposé devrait fournir des renseignements complets sur les plans et les mesures particulières aux urgences en matière de pétrole brut et d'hydrocarbures equivalents.

La troisième section du manuel de mesures d'urgence proposé devrait regrouper des renseignements complets sur les plans et mesures d'une société particuliers à une situation d'urgence portant sur des hydrocarbures liquides à haute pression de vapeur. Les hydrocarbures couverts par cette section du manuel sont le propane, le butane, les pentanes plus, l'éthylène, l'éthane, les essences, le carburéacteur, les mélanges de condensats et le pétrole brut contenant des additifs. Cette partie devrait contenir, entre autres:

1) une liste des entrepreneurs qualifiés de même qu'un aperçu des personnes et de l'équipement disponibles;

2) un plan de réaction aux situations d'urgence mettant en cause des produits volatiles, qui mettrait l'accent sur les différences de comportement entre les produits volatiles et le pétrole brut;

3) la marche à suivre pour établir un site de réparation;

4) la liste de contrôle des vêtements et de l'équipement d'importance vitale sur les lieux; et

5) la liste, par endroit, de tout l'équipement spécialisé de construction;

6) les limites de l'équipement spécialisé utilisé pour réagir en cas de fuite de produits volatiles.

7) les procédures de soudage et les techniques de réparation particulières aux fuites dans les canalisations contenant des produits dangereux;

Le comité recommande que les sociétés soient tenues de s'assurer que le manuel de mesures d'urgence proposé dans le projet de règlement sur les pipelines terrestres, si ce dernier est adopté, contient les objectifs énumérés dans cette section. L'Office pourra exiger que tout ou partie du manuel soit soumis à son approbation.

### 5.2 Manuel des marches à suivre des sociétés

Afin d'assurer l'uniformité de toutes les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office, en ce qui concerne les activités d'exploitation et d'entretien et les activités de sécurité, le Comité d'enquête recommande à l'Office qu'il exige des sociétés qu'elles élaborent un manuel d'exploitation et d'entretien qui traduise l'accent mis sur la sécurité et la protection des employés de la société et du public. Le Comité d'enquête remarque que le projet de règlement sur les pipelines terrestres, s'il est adopté sous sa forme actuelle, couvrirait cette recommandation.

Ce manuel devrait respecter les objectifs suivants:

1) contenir des marches à suivre claires et concises à l'égard des diverses activités, et faire une distinction entre le pétrole brut et les autres produits volatiles;

2) être complet en soi et ne pas nécessiter, ou presque, de renvois d'autres manuels;

3) distinguer clairement entre l'entretien régulier et l'entretien en situation d'urgence;

Le Comité d'enquête recommande que les sociétés soient tenues de veiller à ce que le manuel d'exploitation et d'entretien proposé dans le projet de règlement sur les pipelines terrestres, s'il est adopté, incorpore les objectifs énumérés dans cette section. L'Office pourra exiger que tout ou partie du manuel soit soumis à son approbation.

### 5.3 Surveillance

Le comité d'enquête recommande, pour s'assurer qu'il existe une méthode uniforme de sécurité à l'égard des pipelines qui relèvent de la compétence de l'Office, que les sociétés soient tenues de désigner un responsable de la sécurité dans chaque équipe d'entretien. Ce responsable s'assurerait que chaque équipe d'entretien respecte les méthodes et les pratiques en matière de sécurité établies en détail dans

les manuels de la société. Le responsable de la surveillance serait membre de l'équipe d'entretien, mais il ne serait ni le contremaître ni un agent de sécurité de la société. Le comité d'enquête recommande qu'il soit nécessaire que tous ces responsables de la sécurité reçoivent la formation requise avant de travailler sur les lieux et que cette information soit incluse dans le manuel des mesures d'urgence mentionné à la section 5.1 du présent rapport.

Le comité d'enquête note que le projet de règlement des pipelines terrestres, s'il était adopté dans sa forme actuelle, ne couvrirait pas totalement cette recommandation. Il serait nécessaire de faire une révision au projet de règlement, afin que les méthodes et techniques sécuritaires de construction qui y sont prévues s'étendent aux employés des sociétés.

### 5.4 Vérifications en matière de sécurité

Le comité d'enquête recommande à l'Office, comme partie intégrante du programme systématique de surveillance requis par le paragraphe 155(1) de l'actuel Règlement sur les pipe-lines, d'obliger, au moyen d'une ordonnance, toutes les sociétés exploitant un pipeline à haute pression de vapeur relevant de la compétence de l'Office à effectuer deux vérifications en matière de sécurité dans les trois mois suivant la délivrance de cette ordonnance. La première vérification porterait sur les plans, les mesures et l'équipement utilisés par la société dans une situation d'urgence. La deuxième vérification porterait sur les activités normales d'exploitation et d'entretien. Les sociétés devraient aussi présenter à l'Office un rapport sur les deux vérifications en matière de sécurité comme ce paragraphe l'expose.

Le comité d'enquête recommande que le projet de règlement sur les pipelines terrestres soit modifié pour inclure une disposition semblable à celle de l'article 155 du Règlement actuel, pour s'assurer d'une attention constante et accrue en matière de sécurité à l'égard de toutes les sociétés qui relèvent de l'Office. Cet article prévoit que les sociétés doivent soumettre à l'approbation de l'Office un programme de surveillance systématique, afin de fournir des renseignements actuels sur les pipelines et de prendre les mesures correctrices nécessaires, le cas échéant.

Les sociétés, aux termes de ces exigences, retiendraient les services d'une société indépendante pour effectuer les vérifications en matière de sécurité et elles déposeraient un rapport détaillé auprès de l'Office. Le rapport traiterait des aspects positifs et négatifs des activités des sociétés et recommanderait toute modification nécessaire. Les sociétés seraient tenues de présenter un échéancier pour l'application de ces recommandations.

### 5.5 Formation

Le comité recommande à l'Office que les sociétés soient tenues de lui présenter un rapport annuel exposant les politiques, les objectifs et les divers types de formation offerts aux employés, pour s'assurer d'une méthode uniforme de formation des exploitants des pipelines et des membres des équipes d'entretien de toutes les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office. Le rapport devrait contenir un exposé du contenu de chaque cours et du nombre d'employés qui ont suivi ces cours, de même que des objectifs à court, à moyen et à long termes pour les employés et la société. De même, le rapport devrait décrire en détail la formation en matière de sécurité, le cas échéant, donnée par la société aux entrepreneurs et aux sous-traitants qui font des travaux à contrat pour elle.

Au cours de l'enquête, PIL a indiqué qu'elle ferait bientôt subir des examens aux employés qui ont étudié les manuels et les dispositifs de sécurité. Toutefois, le comité d'enquête note que ces examens, effectués en classe, peuvent ne pas atteindre les objectifs déclarés de la société. Des exercices systématiques portant sur divers aspects des manuels et de l'équipement, s'ils accompagnaient des leçons et des examens systématiques en classe, contribueraient beaucoup à la réalisation des objectifs déclarés de la société. Le rapport annuel des informations en matière de formation démontrerait que les objectifs de la société ont été respectés.

Le comité d'enquête note que le projet de réglementation des pipelines terrestres de l'Office, s'il était adopté dans sa forme actuelle, couvrirait cette recommandation. Le comité d'enquête recommande que les sociétés soient tenues de veiller à ce que les manuels de formation prévus par le projet de réglementation des pipelines terrestres, s'il est adopté, incorpore les éléments recommandés dans cette section. L'Office peut exiger que tout ou partie du manuel soit soumis à son approbation.

### 5.6 Procédés de soudage

Le comité d'enquête recommande à l'Office que les sociétés aient à soumettre à l'approbation de celui-ci les fiches techniques de tous les nouveaux procédés de soudage, accompagnées des dossiers des essais de qualification, pour s'assurer de l'uniformité, parmi toutes les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office en ce qui concerne l'intégrité des soudures. L'Office approuverait les nouveaux procédés si, à son avis, leur capacité de produire des bonnes soudures était adéquatement démontrée. Les spécifications pertinentes de l'ACNOR seraient considérées comme

des exigences minimales, à dépasser lorsque les circonstances le justifieraient.

Le comité d'enquête recommande que l'Office choisisse une date après laquelle tous les procédés de soudage aux fins de construction et d'entretien seraient couverts par des fiches techniques approuvées par l'Office. Entre temps, la société devrait chercher à obtenir l'approbation de ses procédés de soudage actuels en présentant la documentation d'appui adéquate à l'Office.

Le comité d'enquête recommande que l'Office indique qu'elle approuve les fiches techniques des procédés de soudage en les timbrant de même qu'en fournissant une lettre à la société à cet effet. Ce timbrage des procédés de soudage servirait à faciliter les inspections sur les lieux par les employés de l'Office.

Le comité d'enquête note que le projet de réglementation des pipelines terrestres de l'Office, s'il était adopté dans sa forme actuelle, ne prévoirait pas la présentation des procédés de soudage à l'approbation de l'Office, car le règlement exempte ces procédés de la nécessité d'être approuvés par l'Office lorsque les normes de l'ACNOR sont respectées. Le comité d'enquête recommande donc que le projet de règlement sur les pipelines terrestres soit révisé pour en enlever cette exemption.

### 5.7 Essais non destructifs

L'actuel Règlement sur les pipe-lines exige que des types précis de soudures de construction et d'entretien des pipelines soient vérifiées au moyen d'essais non destructifs. Le comité d'enquête recommande à l'Office, pour assurer un niveau minimum d'efficacité aux essais non destructifs effectués sous la direction de l'Office, que les sociétés soient tenues:

(a) de formuler par écrit les méthodes d'essai non destructifs nécessaires à chaque essai, notamment un énoncé des qualités minimum exigées du personnel qui effectue les essais;

(b) d'effectuer les évaluations nécessaires pour démontrer la capacité de la méthode d'essai de déceler les imperfections pouvant résulter du procédé de soudage employé; et

(c) de soumettre à l'approbation de l'Office la méthode d'essai et le résultat des évaluations faites à l'appui. L'approbation de l'Office serait signifiée par un timbre sur le document concernant la méthode d'essai et par une lettre à la société.

Le comité d'enquête recommande à l'Office qu'après l'inauguration du mécanisme d'approbation par l'Office des méthodes d'essai non destructifs, on accorde aux sociétés une période de grâce pendant laquelle les méthodes pourraient être formulées et les approbations requises obtenues. Une fois cette période écoulée, tous les essais non destructifs des soudures des pipelines exigés par l'Office devraient être effectués conformément aux méthodes pertinentes approuvées par l'Office.

Le comité d'enquête note le projet de règlement des pipelines terrestres de l'Office, s'il était adopté dans sa forme actuelle, couvrirait la recommandation contenue au paragraphe (a) ci-dessus. Toutefois, il serait nécessaire d'effectuer une révision additionnelle pour que s'appliquent les recommandations contenues en (b) et (c).

### 5.8 Entretien futur des canalisations

Le comité d'enquête recommande à l'Office que les sociétés cessent immédiatement l'installation de manchons d'encerclement à souder aux canalisations porteuses pour la réparation de défauts, lorsque les canalisations ne fuient pas.

En ce qui concerne la réparation des brèches, des creux, du piquage dû à la corrosion et autres défauts qui ne provoquent pas de fuites, le comité d'enquête recommande qu'il soit permis d'utiliser des manchons d'encerclement qui ne sont pas à souder auxcanalisations-mêmes, conjointement à du matériel de remplissage durcissable. D'autres types de manchons pourront être permis, pourvu qu'il soit prouvé qu'ils constituent un renforcement efficace contre les défauts et qu'ils ne nécessitent aucune soudure au corps de la canalisation.

Le comité d'enquête recommande à l'Office que le soudage sur les pipelines remplis de liquide ne soit pas pratiqué, à moins que des situations d'urgence ne le rende nécessaire, notamment des bris de la canalisation ou des cas où l'autorisation précise de l'Office a été obtenue à l'avance. On recommande que les soudures ainsi effectuées soient considérées comme réparations temporaires seulement et qu'elles soient enlevées dans les douze mois suivant l'installation, à moins que l'Office ne l'autorise autrement.

Le comité d'enquête note que le projet de règlement sur les pipelines terrestres, s'il était adopté dans sa forme actuelle, ne couvrirait pas cette recommandation. le comité d'enquête recommande donc que le projet de règlement soit révisé afin que s'appliquent ces recommandations.

### 5.9 Intégrité des canalisations existantes

1) Le comité d'enquête recommande à l'Office que toutes les sociétés sous la compétence de l'Office qui ont effectué des soudures sur des canali-

sations contenant du liquide et fabriquées au plus tard en 1970 formulent, aux termes d'une ordonnance de l'Office, un programme et un échéancier pour l'enlèvement de toutes ces soudures dans les zones 1 et 2 des canalisations HPV et aux endroits qui répondent aux exigences de la zone 2 sur les canalisations de pétrole brut. Le comité recommande que l'Office exige de chaque société qu'elle cherche à obtenir et obtienne l'approbation par l'Office du programme et de l'échéancier avant leur exécution.

2) Le comité recommande à l'Office que toutes les sociétés sous sa compétence qui ont effectué des soudages sur des canalisations remplies de liquide et fabriquées au plus tard en 1970, à tout autre endroit que celui précisé en (1) ci-dessus, soient tenues, en vertu d'une ordonnance de l'Office, de formuler un programme et un échéancier pour découvrir et faire un essai non destructif de chacune de ces soudures afin de déceler les fissures. Le comité recommande que l'Office exige que chaque société cherche à obtenir et obtienne l'approbation par l'Office du programme et de l'échéancier avant leur exécution. Une société peut choisir d'enlever les soudures effectuées sur une canalisation remplie de liquide fabriquée au plus tard en 1970, au lieu de faire un essai non destructif.

3) Le comité d'enquête recommande à l'Office que toutes les sociétés sous la compétence de l'Office qui ont effectué des soudures sur des canalisations contenant des liquides et fabriquées après 1970, soient tenues, en vertu d'une ordonnance de l'Office de mettre à découvert un échantillonnage représentatif de ces soudures et de lui faire subir des essais non destructifs afin d'y déceler les fissures, de faire rapport sur les résultats et aussi de soumettre à l'approbation de l'Office les mesures qu'elles voudront prendre, le cas échéant.

4) Aux fins des essais non destructifs mentionnés un (2) et (3) le comité d'enquête recommande à l'Office que tout défaut de soudage considéré comme fissure, peu importe ses dimensions, donne lieu au rejet de la soudure.

5) Le comité recommande à l'Office que toute soudure dont l'enlèvement est requis en (1) ou (2), ou qui est rejetée comme résultat des essais non destructifs mentionnés en (2) et (3) soit enlevée en coupant le morceau cylindrique de canalisation contenant le défaut et en le remplaçant par un segment de canalisation, soudé à chaque bout, qui a fait l'objet d'essais préalables et qui respecte les exigences techniques. On devrait exiger des sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office qu'elles prennent les mesures nécessaires pour effectuer ces découpages sans l'application à la canalisation de soudures d'angle nouvelles.

### 5.10 Protection cathodique

Pendant l'enquête sur cet incident, PIL a déclaré que, dans la plupart des cas, des manchons d'encerclement avaient été installés en raison d'anomalies de surface, par exemple la corrosion de surface et, dans la plupart des cas, alors que 60 pourcent de l'épaisseur de la paroi avait été enlevée. PIL, comme les autres sociétés pipelinières, avait à l'origine procédé à l'enduisage de la surface de la canalisation et installé un système de protection cathodique. Avec le temps, l'enduit de la canalisation s'était détérioré, ce qui avait précipité le problème de corrosion et diminué l'efficacité du système de protection cathodique.

Pour s'assurer de l'uniformité de toutes les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office en ce qui concerne la protection cathodique et l'enduit de la surface, le comité d'enquête recommande à l'Office d'exiger des sociétés qu'elles effectuent de façon régulière, selon les spéficications de l'ACNOR, une vérification interne de leur réseau pipelinier, pour y trouver toute corrosion interne et externe et d'autres anomalies de surface. Si une zone de canalisation endommagée par la corrosion était ainsi découverte, la société devrait être tenue de déterminer la ou les causes de la corrosion accélérée et de formuler un plan, à soumettre à l'approbation de l'Office, qui établirait les mesures correctrices nécessaires à prendre par la société pour éliminer la cause du problème.

Le comité d'enquête note que le projet de réglementation des pipelines terrestres, s'il était adopté dans sa forme actuelle, couvrirait cette recommandation.

### 5.11 Fissures des soudures

La question de savoir si les codes et les règlements actuels permettent ou interdisent les fissures des soudures a fait l'objet de discussions.

Le comité d'enquête recommande à l'Office qu'aucune fissure ne soit permise dans les soudures et, s'il s'en trouve, que la soudure soit enlevée sous forme cylindrique, pour s'assurer que les fissures des soudures sont toutes traitées de façon uniforme par les sociétés qui relèvent de la compétence de l'Office traitent les fissures des soudures de façon uniforme.

Le comité d'enquête note que le projet de règlement sur les pipelines terrestres, s'il était adopté dans sa forme actuelle, ne couvrirait pas cette recommandation. Le comité d'enquête recommande que le projet

de règlement soit revu afin qu'il incorpore cette recommandation.

### 5.12 Système d'acquisition des données et de commande (SCADA) et système de détection des fuites

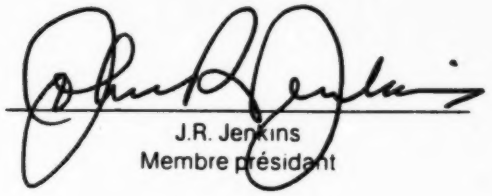
La norme Z183 de l'ACNOR exige que toutes les sociétés pipelinières "maintiennent un inventaire pétrolier périodique pour la sécurité du réseau", que "les installations de communication soient adéquates pour répondre aux besoins de l'opération sécuritaire du pipeline..." et que "les dispositifs et les procédures soient suffisamment fiables pour la mesure du mouvement du pétrole et la détection rapide des fuites".

Le comité d'enquête recommande à l'Office, pour s'assurer qu'il existe une norme minimum adéquate en ce qui concerne le SCADA et le système de détection des fuites visant les pipelines des sociétés relevant de la compétence de l'Office, que les sociétés soient tenues:

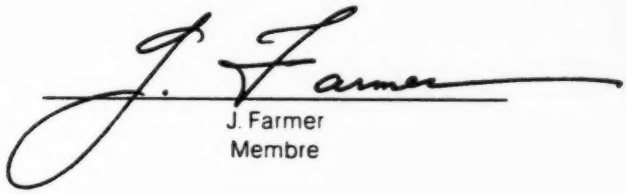
1) de produire un manuel des opérations de commande des pipelines par ordinateur qui comprendrait une description détaillée:
   (a) du système SCADA;
   (b) des installations de communication pour l'exploitation des pipelines;
   (c) un système d'inventaire matériel pour les pipelines contenant du pétrole et les pipelines à haute pression de vapeur de même qu'une explication des divers paramètres du système et leur justification;
   (d) un système de détection des fuites, notamment des détails sur la capacité et le rendement de ce réseau dans des conditions normales et en situation de bouleversements; et
   (e) le programme de formation du préposé à la commande des pipelines;
2) de déposer sous forme de rapports, les résultats d'une vérification annuelle du système SCADA des pipelines qui comprendrait:
   (a) des détails sur les mises hors service et leurs motifs;
   (b) des détails sur les ruptures de communications;
   (c) une analyse des défauts découverts dans le système de commande des pipelines, notamment:
      (i) le système SCADA,
      (ii) le système de détection des fuites, et
      (iii) le système de communication, de retraçage des lots et d'inventaire matériel, et
   (d) le programme proposé pour rectifier toute lacune visée par c), de même que le calendrier d'exécution et les coûts;
3) d'incorporer ce qui suit à son système de commande des pipelines:
   (a) une fonction permettant au principal ordinateur de commande de suivre de près les données historiques et détaillées des opérations du pipeline, les messages et les alertes de façon à ce que les préposés à l'exploitation puissent en disposer rapidement;
   (b) un système de mise hors service automatique des pipelines actionné par ordinateur qui réagirait en dix minutes lorsque les préposés à l'exploitation des pipelines ne réagiraient pas à une situation de fuite;
   (c) un système de détection des fuites à la hauteur de la complexité du réseau pipelinier; et
   (d) un système d'inventaire matériel qui soit à la hauteur de la complexité des opérations et qui réponde aux méthodes et techniques industrielles établies par l'APC pour les pipelines contenant des liquides; et
4) de présenter à l'Office un rapport détaillé faisant état de la situation courante et des changements prévus, de même qu'un échéancier d'exécution et les coûts prévus pour satisfaire (3).

Le comité d'enquête note que le projet de règlement des pipelines terrestres de l'Office, s'il était adopté dans sa forme actuelle, ne couvrirait pas cette recommandation. Le comité d'enquête recommande que le projet de Réglement soit revu afin d'y incorporer cette recommandation.

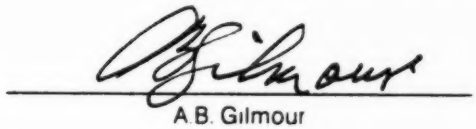
Ce qui précède constitue les conclusions et les recommandations dans cette affaire, selon les articles 20 et 39 de la Loi sur l'Office national de l'énergie.



J.R. Jenkins
Membre présidant



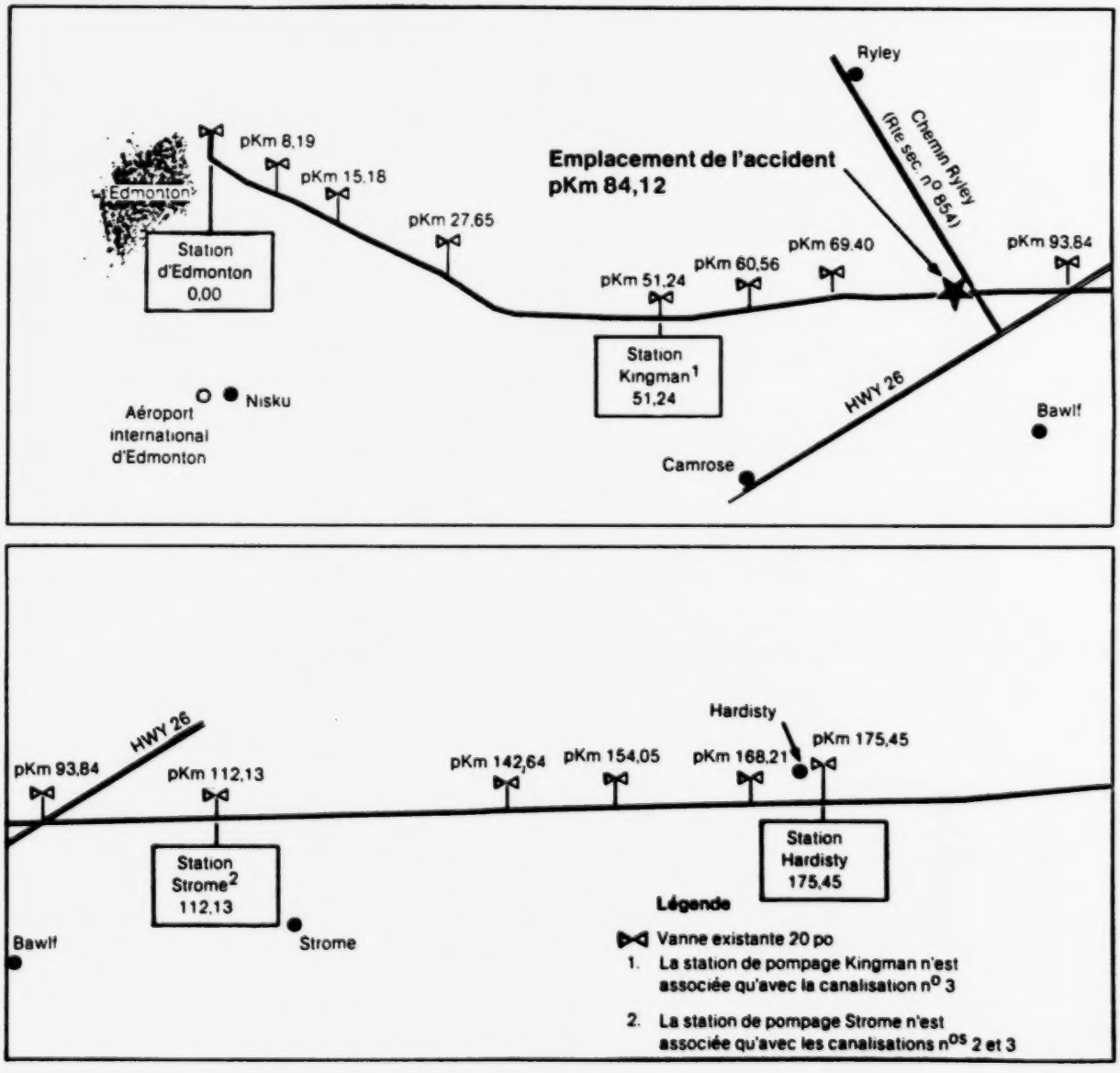
J. Farmer
Membre



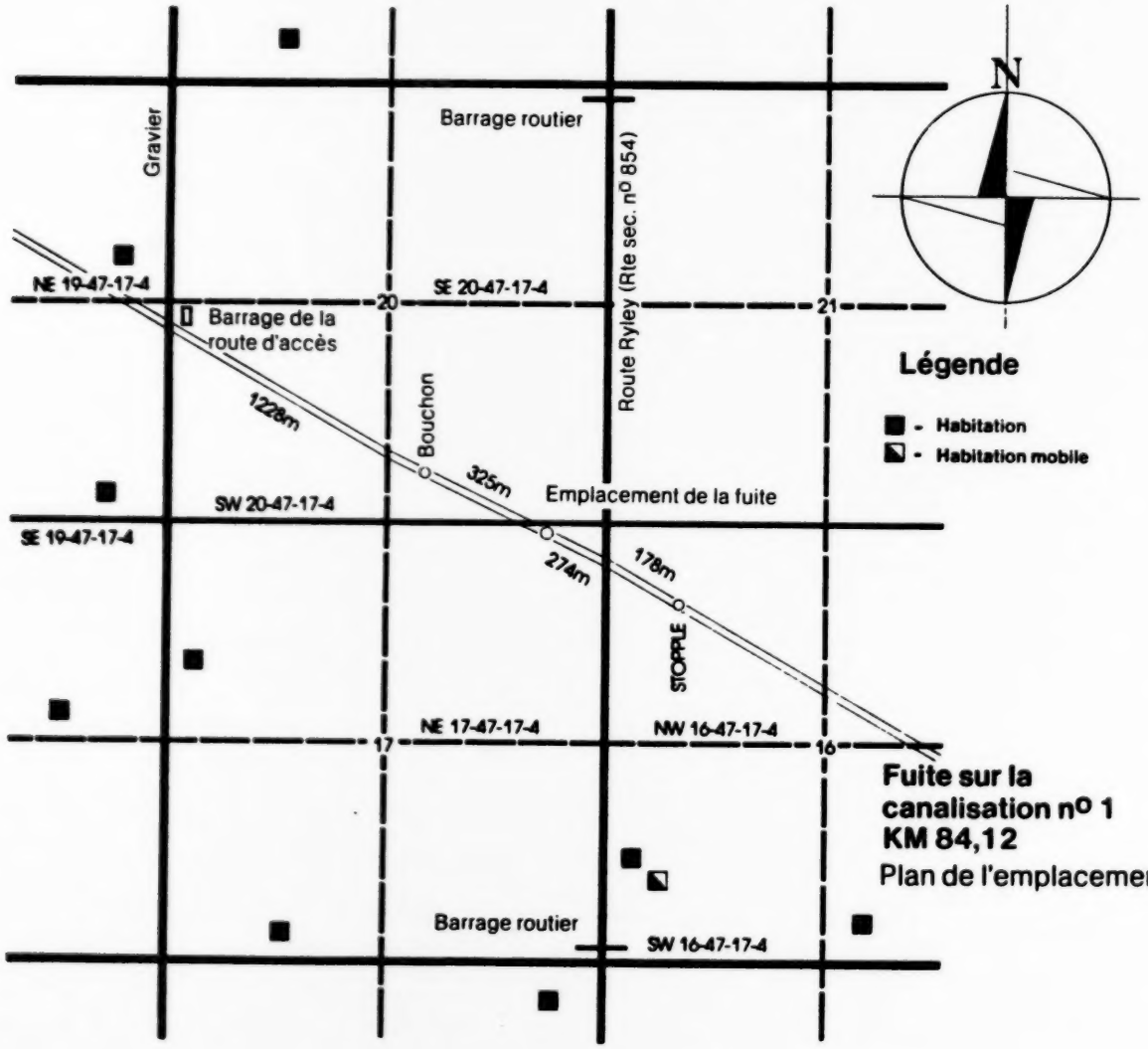
A.B. Gilmour
Membre

# Annexe I

## Pipe Line Interprovincial Limitée
## Carte des vannes - Canalisation nº 1
## De Edmonton à Hardisty (Alberta)

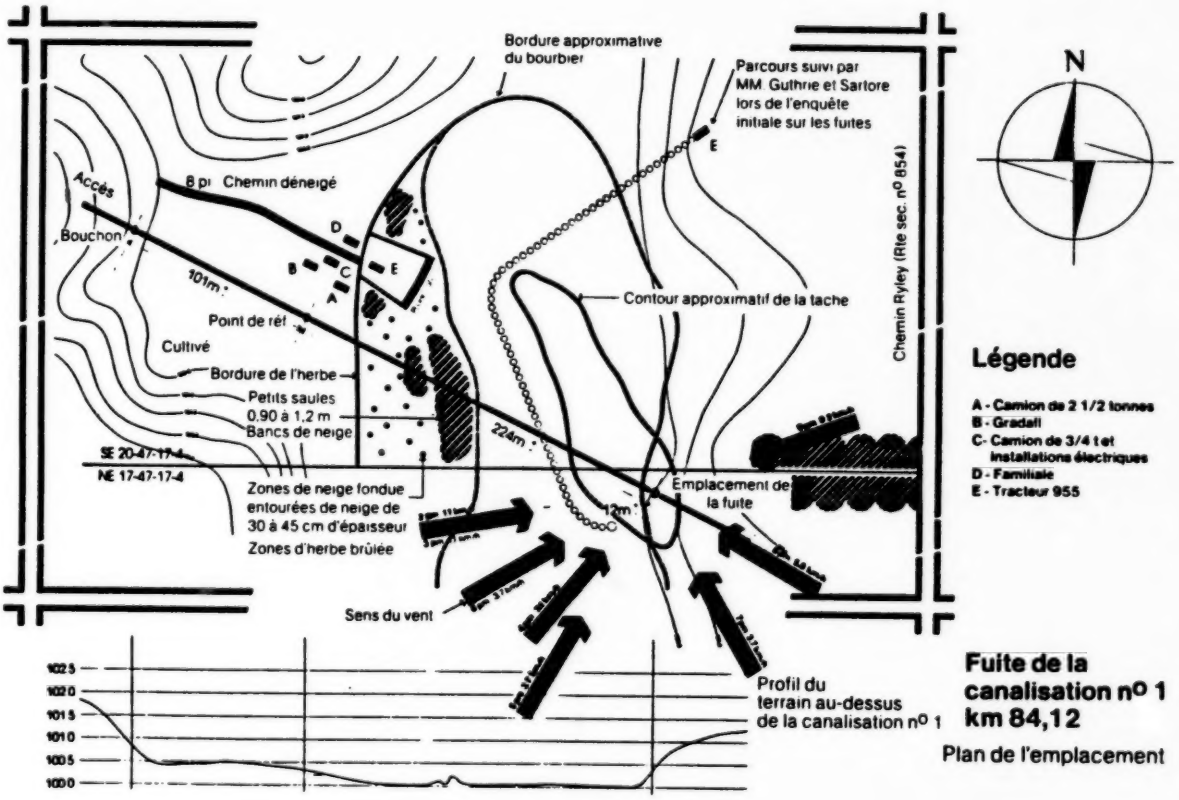


# Annexe II




**Fuite sur la canalisation nº 1**
**KM 84,12**
Plan de l'emplacement

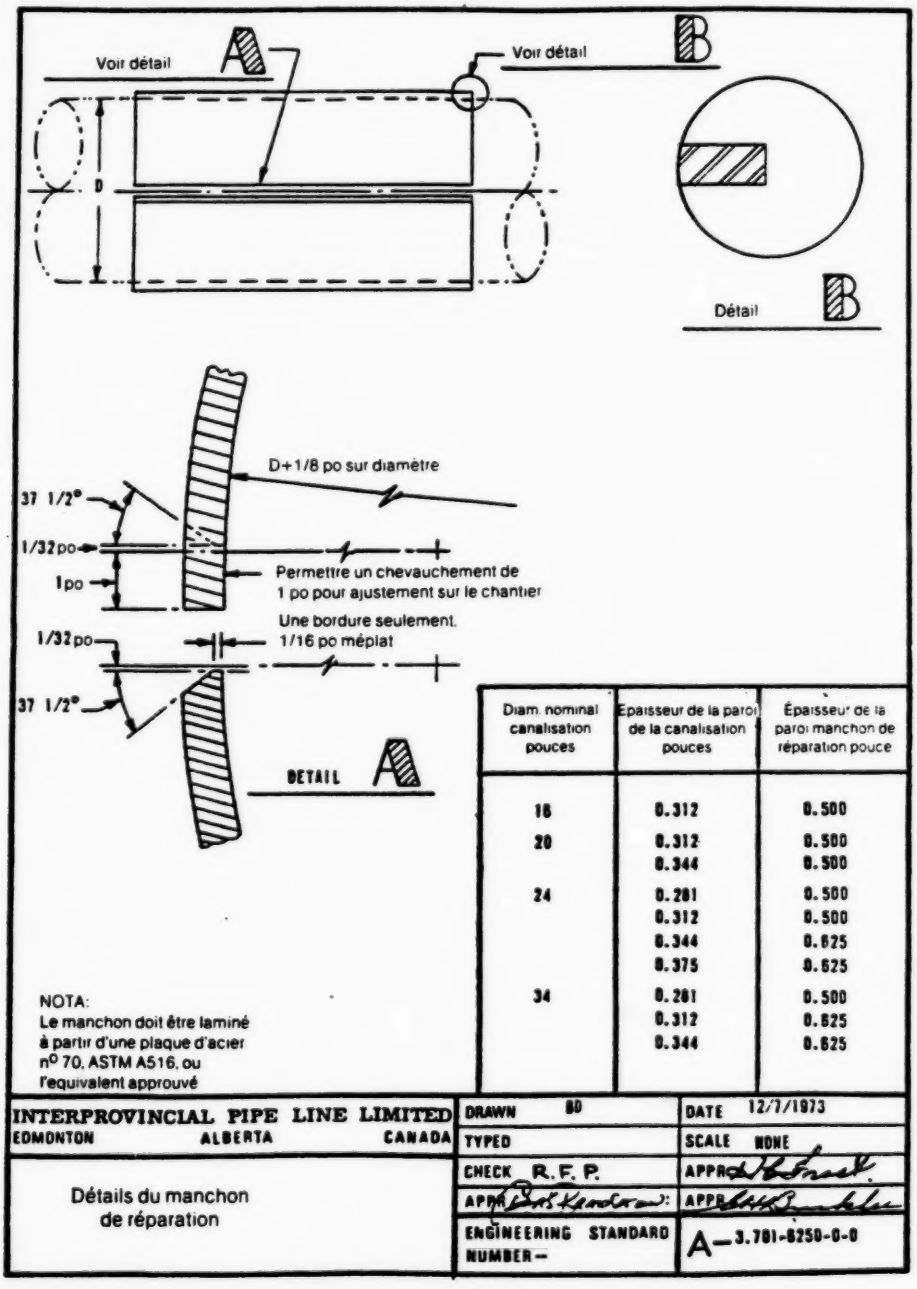
# Annexe III




**Fuite de la canalisation nº 1 km 84,12**

Plan de l'emplacement

# Annexe IV

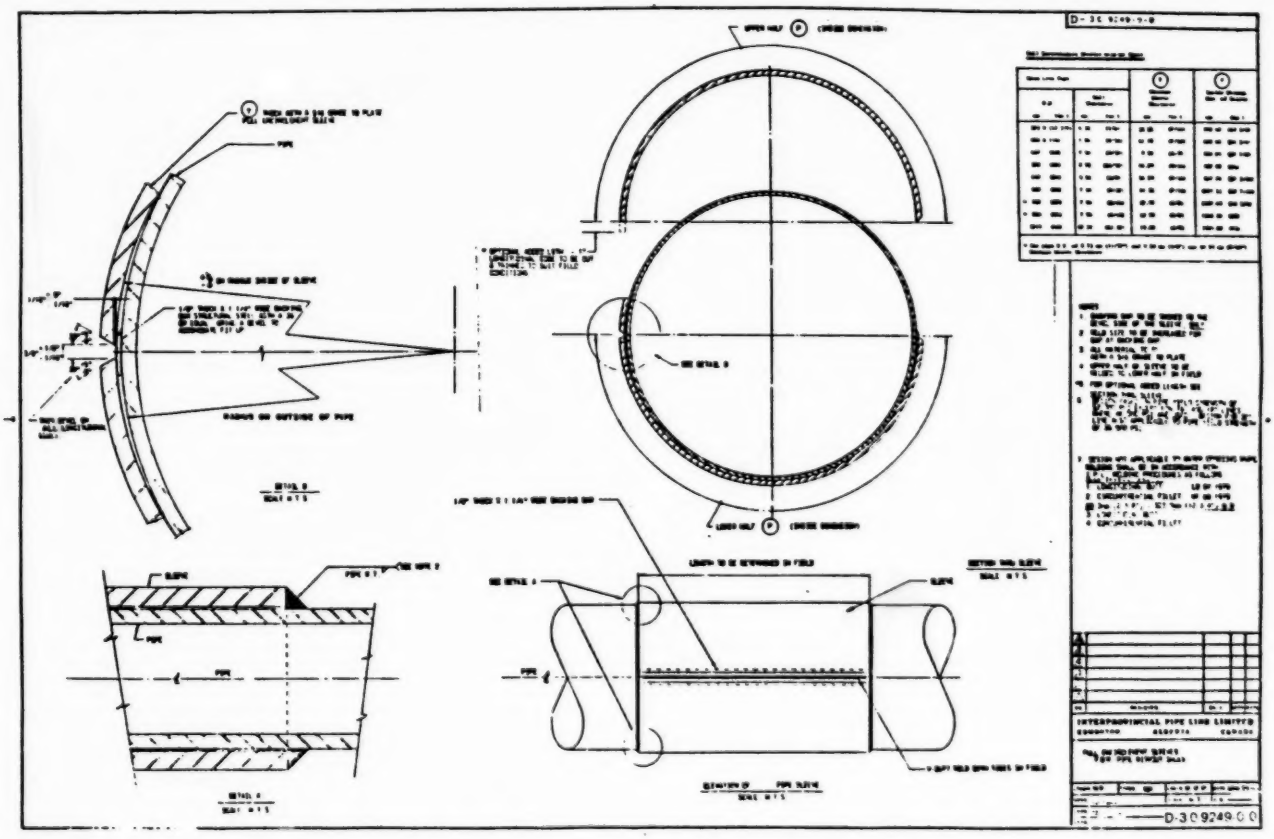



| Diam. nominal canalisation pouces | Épaisseur de la paroi de la canalisation pouces | Épaisseur de la paroi manchon de réparation pouce |
|---|---|---|
| 16 | 0.312 | 0.500 |
| 20 | 0.312 | 0.500 |
| | 0.344 | 0.500 |
| 24 | 0.281 | 0.500 |
| | 0.312 | 0.500 |
| | 0.344 | 0.625 |
| | 0.375 | 0.625 |
| 34 | 0.281 | 0.500 |
| | 0.312 | 0.625 |
| | 0.344 | 0.625 |

NOTA:
Le manchon doit être laminé à partir d'une plaque d'acier nº 70, ASTM A516, ou l'equivalent approuvé

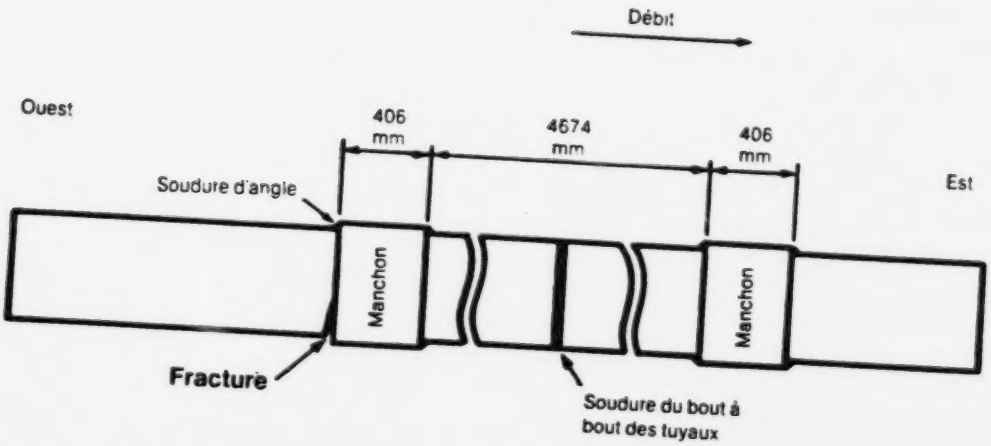
| | | |
|---|---|---|
| INTERPROVINCIAL PIPE LINE LIMITED<br>EDMONTON ALBERTA CANADA | DRAWN BD | DATE 12/7/1973 |
| | TYPED | SCALE NONE |
| | CHECK R. F. P. | APPR |
| Détails du manchon de réparation | APPR | APPR |
| | ENGINEERING STANDARD NUMBER— | A—3.701-6250-0-0 |

# Annexe V



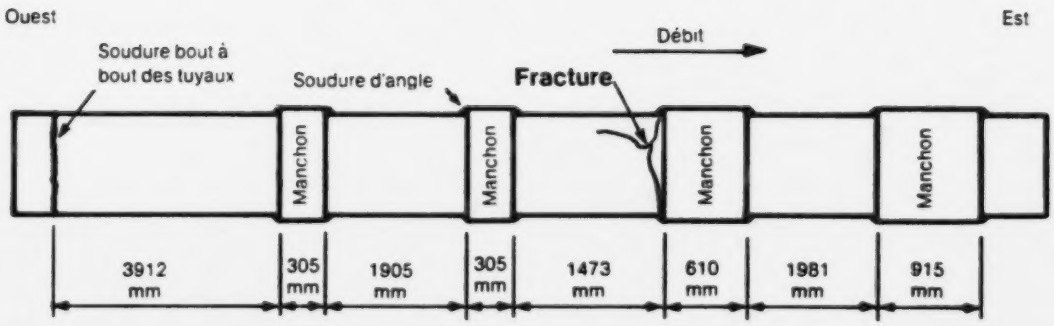
# Annexe VI

## Détails de la coupe de la canalisation examinée en raison de l'incident du 19 février 1985 au pKm 84,12



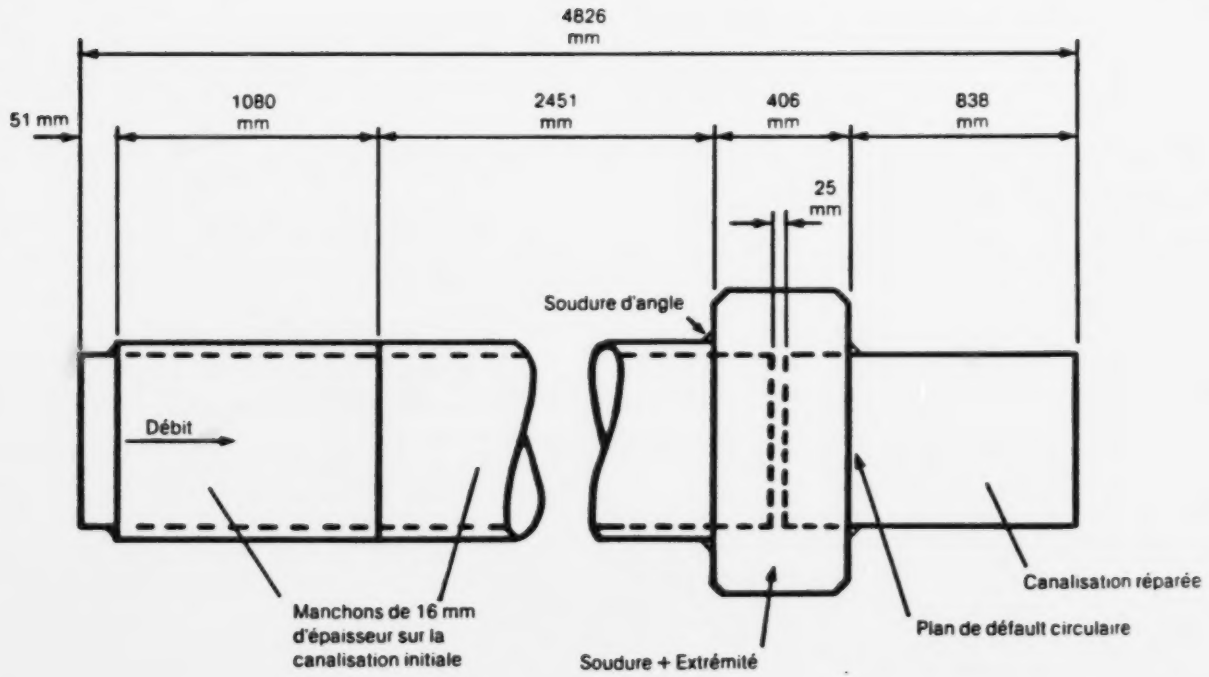
# Annexe VII

## Détails de la coupe de la canalisation examinée en raison de l'incident du 23 février 1983 au pKm 82,3



# Annexe VIII

## Détails de la coupe de la conduite examinée en raison de l'incident du 8 mars 1976 au pKM 121



# Annexe IX

**Exposé des opérations effectués à la canalisation n$^{o}$ 1 de la société Pipe Line Interprovincial Limitée du 19 février 1985 entre 7 h et 13 h 05**

| Preuve | Observation/Explication |
|---|---|
| **9 h**<br>Opération régulière de pompage. Des liquides de gaz naturel (LGN) sont pompés à la station de pompage (SP) d'Edmonton et des produits pétroliers raffinés (PPR) sont livrés à la SP Regina. | Pour la section d'Edmonton à Regina, le taux réel de pompage de 7 h à 9 h était de 1 116 $m^3$/h tandis que de 9 h à 11 h, il était de 1 122 $m^3$/h. |
| **11 h**<br>Pompage de LGN de la SP Edmonton; PPR livrés à la SP de Regina. | Le taux de pompage calculé à Edmonton était de 1 057 $m^3$/h. Au total, huit pompes fonctionnaient sur la canalisation n$^{o}$ 1 dont deux à la SP Edmonton et Hardisty et une à la SP de Kerrobert, Milden, Loreburn et Craik. |
| **11 h 53 m 52 s**<br>Point de contrôle de la pression d'aspiration à la SP d'Edmonton de 121 lbs/po$^2$. | |
| **11 h 54 m 34 s**<br>Le point de contrôle de la pression d'aspiration a été rajusté à 42 lbs/po$^2$ à la SP Edmonton alors que les pressions de la gaine et d'aspiration étaient respectivement de 748 et 131 lbs/po$^2$. | Ajustement pour la préparation de la fin des lots de LGN et du début du lot de brut synthétique. La pression différentielle à la SP d'Edmonton était de 617 lbs/po$^2$. |
| **11 h 56 m 54 s**<br>Les pressions à la paroi et d'aspiration à la SP d'Edmonton étaient respectivement de 789 et 67 lbs/po$^2$. | La pression différentielle à la SP d'Edmonton était de 722 lbs/po$^2$. |
| **11 h 58 m 48 s**<br>Les pressions à la paroi et d'aspiration à la SP d'Edmonton étaient respectivement de 862 et de 42 lbs/po$^2$. | La pression différentielle à la SP d'Edmonton était de 820 lbs/po$^2$ L'augmentation à la pression différentielle à la SP d'Edmonton entre 11 h 54 et 11 h 58 indiquait l'arrivée d'un lot synthétique plus dense et a occasionné une demande d'énergie et une pression plus élevée en aval de la station de pompage. |

| Preuve | Observation/Explication |
|---|---|
| **12 h**<br>La pression de refoulement à Edmonton était de 879 lbs/po$^2$ tandis que les pressions d'aspiration et à la paroi à Hardisty était respectivement de 330 et de 1 040 lbs/po$^2$; la pression d'aspiration à Kerrobert était de 136 lbs/po$^2$. | Les conditions d'écoulement dans la canalisation étaient les suivantes: entre la SP Edmonton et Hardisty la diminution de la pression était de 549 lbs/po$^2$ et le débit calculé était de 1 273 m$^3$/h; entre les SP d'Hardisty et Kerrobert la diminution de pression était de 904 lbs/po$^2$ et le débit calculé de 1 163 m$^3$/h. |
| **12 h 23**<br>La pression de refoulement à Edmonton était de 891 lbs/po$^2$ tandis que les pressions d'aspiration et de refoulement à Hardisty étaient de 455 et 1 040 lbs/po$^2$ respectivement; la pression d'aspiration de Kerrobert était de 136 lbs/po$^2$. | Les conditions d'écoulement dans la canalisation sont les suivantes: pour la section d'Edmonton à Hardisty la diminution de pression était de 436 lbs/po$^2$ et l'écoulement calculé de 1 116 m$^3$/h; pour les sections de Hardisty à Kerrobert la diminution de pression était de 904 lbs/po$^2$ et le débit calculé de 1 169 m$^3$/h. |
| **12 h 23 m 31 s**<br>La pompe n$^o$ 1.3 à la SP d'Edmonton est mise en marche. | Afin d'éviter l'étranglement à la SP d'Edmonton, Edmonton a mis en marche la pompe n$^o$ 1.3, de 750 HP et plus tard, à 12 h 30 m 45 s, a fermé la pompe n$^o$ 1.1, de 1500 HP. La pompe met environ 3 minutes avant de fonctionner à pleine pression dans la canalisation. |
| **12 h 24 m 37 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement sont de 106, 998 et 891 lbs/po$^2$ respectivement. | La SP d'Edmonton fonctionnait selon une pression à la paroi trop élevée alors que le point de pression de refoulement était de 887 lbs/po$^2$. |
| **12 h 24 m 56 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement étaientde 73, 943 et 877 lbs/po$^2$ respectivement. | À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration et à la paroi ont diminué de 33 et 55 lbs/po$^2$ respectivement en 19 secondes. |
| **12 h 24 m 59 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement étaient de 65, 931 et 876 lbs/po$^2$ respectivement. | À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration et à la paroi avaient diminué à 8 et 12 lbs/po$^2$ respectivement en 3 secondes. |
| **12 h 25**<br>À la SP d'Hardisty, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement étaient de 460, 1 244 et 1 040 lbs/po$^2$ respectivement. | La SP Hardisty était réglé selon une pression à la paroi élevée en raison d'une pression à la paroi élevée. |
| **12 h 25 m 18 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement étaient de 39, 887 et 876 lbs/po$^2$ respectivement. | À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration et à la paroi ont diminué de 67 et 111 lbs/po$^2$ respectivement en 41 secondes. |

| Preuve | Observation/Explication |
|---|---|
| **12 h 25 m 19 s**<br>Toutes les pompes de la canalisation n$^{o}$ 1 en opération à la SP Hardisty, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement sont de 366, 1 150 et 1 040 lbs/po$^{2}$ respectivement. | À la SP d'Hardisty, les pressions d'aspiration et la paroi ont diminué de 94 lbs/po$^{2}$ respectivement en 19 secondes. |
| **12 h 26 m 29 s**<br>La pompe 1.3 à la SP d'Edmonton, commence à pomper. | À 12 h 23 m 31 s cette pompe mise en marche. |
| **12 h 26 m 51 s**<br>Pompe n$^{o}$ 1.1 à SP Edmonton fermée. | Edmonton ferme la pompe n$^{o}$ 1.1, de 1 500 HP pour compléter le passage de 3 000 HP à 2 275 HP. |
| **12 h 27 m 42 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement étaient de 82, 819 et 740 lbs/po$^{2}$ respectivement. | La SP d'Edmonton commence l'étranglement, les points de contrôle de la pression de refoulement et d'aspiration sont de 887 et de 52 lbs/po$^{2}$ respectivement. À ce moment, au total, 79 lbs/po$^{2}$ sont étranglés entre la pression à la paroi et la pression de refoulement. |
| **12 h 30 m 17 s**<br>À la SP d'Edmonton, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement sont de 63, 803 et 812 lbs/po$^{2}$ respectivement. | En ce moment, au total, 79 lbs/po$^{2}$ sont étranglés entre les pressions à la paroi et de refoulement. |
| **12 h 33 m 31 s**<br>À la SP d'Hardisty, les pressions d'aspiration, à la paroi et de refoulement sont de 112, 830 et 798 lbs/po$^{2}$ respectivement. | La SP d'Hardisty, a commencé l'étranglement selon une pression d'aspiration basse. Le point de contrôle de la pression d'aspiration était établi à 123 lbs/po$^{2}$. |
| **12 h 37**<br>**État de l'écoulement dans la canalisation**<br>**Station — Écoulement calculém$^{3}$/h**<br>Edmonton 1098<br>Hardisty 779<br>Kerrobert 923<br>Milden 1065<br>Loreburn 1031<br>Craik 1120 | Les renseignements apparaissant sur l'écran CRT illustrent les écoulements réduits en aval des SP d'Hardisty et de Kerrobert. |
| **12 h 37 m 28 s**<br>Pompe n$^{o}$ 1.3 à la SP d'Edmonton arrêtée. | Pompe n$^{o}$ 1.3 arrêtée automatiquement par le système de contrôle de la SP d'Edmonton pour protéger la SP contre une faible pression d'aspiration. |

| Preuve | Observation/Explication |
|---|---|

**12 h 38 m**

**Rapport sur les pressions à la station (lbs/po$^2$)**

| | PCPA* | Asp. | paroi | ref. | PCPR** |
|---|---|---|---|---|---|
| Edmonton | 57 | 110 | 552 | 532 | 887 |
| Hardisty | 123 | 122 | 783 | 545 | 1036 |
| Kerrobert | 130 | 132 | 590 | 357 | 831 |
| Milden | 178 | 177 | 367 | 281 | 703 |
| Loreburn | 127 | 124 | 428 | 359 | 748 |
| Craik | 123 | 260 | 462 | 455 | 777 |
| Regina. | | | | | |

Toutes les SP en aval d'Edmonton, à l'exception de la SP Craik, sont réglées en fonction d'une faible pression d'aspiration. De 12 h 23 à 12 h 38, la pression d'aspiration différentielle entre la SP d'Edmonton et d'Hardisty a été réduite de 436 à 410 lbs/po$^2$ et, entre les SP Hardisty et Kerrobert de 904 à 413 lbs/po$^2$.

Note: * PCPA - Point de contrôle pression d'aspiration
** PCPR - Point de contrôle pression de refoulement

**12 h 39 m 21 s**

La pompe n$^o$ 1.1 à la SP Craik, arrêtée.

Edmonton a arrêté la pompe 1.1 à la station de pompage Craik pour ralentir le taux d'écoulement.

**12 h 40 m 18 s**

La pompe n$^o$ 1.1 à la SP d'Edmonton mise en marche.

Edmonton remet en marche la pompe n$^o$ 1.1 pour compenser la perte de la pompe 1.3 qui s'est arrêtée avec une faible pression d'aspiration à 12 h 37 m 28 s.

**12 h 40 m 50 s**

Le premier message mentionnant une fuite apparaît au bas de l'écran en même temps qu'une "Fuite présumée canalisation n$^o$ 1 point d'écoulement (SP Hardisty)".

Les conditions d'écoulement dans la canalisation à ce moment étaient les suivantes: alarme:

| Station | Écoulement calculém$^3$/h |
|---|---|
| Edmonton | 1045 |
| Hardisty | 697 |
| Kerrobert | 760 |

**12 h 41 m 59 s**

La pompe n$^o$ 1.2 à la SP Loreburn fermée.

Edmonton ferme la pompe n$^o$ 1.2 à Loreburn.

**12 h 43 m 19 s**

La pompe n$^o$ 1.1 à la station Kerrobert arrêtée.

La pompe n$^o$ 1.1 a été fermée par le contrôle de station automatique à une pression d'aspiration faible.

**12 h 43 m 32 s**

La pompe n$^o$ 1.1 à la SP Milden fermée.

Edmonton ferme la pompe à Milden.

**12 h 43 m 45 s**

La pompe n$^o$ 1.1 à la SP d'Edmonton, commence à pomper dans la canalisation.

À 12 h 40 m 18 s la pompe n$^o$ 1.1 a été mise en marche par Edmonton.

**12 h 44 m 33 s**

La pompe n$^o$ 1.3 à la SPe d'Hardisty, hors service.

Edmonton met en service la pompe n$^o$ 1.3 pour éliminer l'étranglement selon une pression d'aspiration faible à la station.

**Preuve**

**12 h 45 m 56 s**
Une deuxième message de fuite apparaît au bas de l'écran avec une alarme: "Fuite présumée canalisation 1 point d'écoulement (SP Hardisty)".

**12 h 48 m 52 s**
La pompe n$^{o}$ 1.1 à SP Kerrobert mise en marche.

**12 h 51 m 01 s**
Le troisième message de fuite apparaît au bas de l'écran avec alarme: "Fuite présumée canalisation 1 point d'écoulement (SP Hardisty)".

**12 h 52 m 21 s**
Pompe n$^{o}$ 1.1 à la SP Kerrobert commence à pomper dans la canalisation.

**12 h 52 m 52 s**
La pompe n$^{o}$ 1.1 à la SP Kerrobert arrêtée automatiquement à une faible pression d'aspiration.

**12 h 53 m 24 s**
Le point de contrôle de la pression d'aspiration à la SP Kerrobert rajustée à la hausse de 130 à 198 lbs/po$^{2}$.

**12 h 54 m 14 s**
La pompe n$^{o}$ 1.2 à la SP Kerrobert mise en marche.

**12 h 54 m 49 s**
La pompe n$^{o}$ 1.1 mise en marche à la SP Milden.

**12 h 56 m 07 s**
Quatrième message de fuite apparaît au bas de l'écran avec alarme:"Fuite présumée canalisation 1 point d'écoulement (SP Hardisty)".

**Observation/Explication**

Les conditions d'écoulement dans la canalisation en ce moment sont les suivantes:

| **Station** | **Écoulement calculé m$^{3}$/h** |
|---|---|
| Edmonton | 1111 |
| Hardisty | 470 |
| Kerrobert | 372 |

Edmonton met en marche la pompe 1.1 à Kerrobert.

Les conditions d'écoulement de la canalisation à ce moment sont les suivantes:

| **Station** | **Écoulement calculé m$^{3}$/h** |
|---|---|
| Edmonton | 1233 |
| Hardisty | 513 |
| Kerrobert | 483 |

Pompe arrêtée automatiquement par le contrôle de la station parce que la pression d'aspiration était descendue au-dessous du point de contrôle de la pression d'aspiration au début du pompage. Edmonton avait remis la pompe en marche à 12 h 48 m 52 s.

La pression d'aspiration était de 258 lbs/po$^{2}$ au moment où Edmonton a augmenté le point de contrôle de la pression d'aspiration à 198 lbs/po$^{2}$.

Edmonton met en marche la pompe 1.2.

Edmonton met en marche la pompe n$^{o}$ 1.1.

Les conditions d'écoulement dans la canalisation à ce moment sont comme suit:

| **Station** | **Écoulement calculé m$^{3}$/h** |
|---|---|
| Edmonton | 1249 |
| Hardisty | 523 |
| Kerrobert | 485 |

| Preuve | Observation/Explication |
|---|---|
| **12 h 57 m 04 s**<br>Le point de contrôle de la pression d'aspiration à la SP Loreburn rajusté à la hausse de 127 à 201 lbs/po$^2$. | Le point de contrôle de la pression d'aspiration est augmenté par Edmonton. |
| **12 h 57 m 19 s**<br>La pompe n$^o$ 1.2 à la SP Loreburn mise en marche. | Edmonton met en marche la pompe n$^o$ 1.2. |
| **12 h 57 m 39 s**<br>La pression d'aspiration à la SP Kerrobert de 291 lbs/po$^2$. | Le point de contrôle de la pression d'aspiration à 198 lbs/po$^2$ en ce moment |
| **12 h 58 m 03 s**<br>La pompe n$^o$ 1.2 à la SP Kerrobert commence à pomper dans la canalisation. | À 12 h 54 m 14 s la pompe n$^o$ 1.2 est mise en marche. |
| **12 h 58 m 04 s**<br>La pompe n$^o$ 1.1 à la SP Milden commence à pomper à la canalisation. | À 12 h 54 m 49 s la pompe n$^o$ 1.1 mise en marche. |
| **12 h 59 m 12 s**<br>La pompe n$^o$ 1.2 à la SP Kerrobert arrêtée. | Cette pompe avait commencé à pomper dans la canalisation à 12 h 58 m 03 s et a été automatiquement mise hors service par le contrôle de la station à une pression d'aspiration faible. |
| **12 h 59 m 42 s**<br>La pompe n$^o$ 1.2 à la SP Loreburn mise hors service. | Edmonton ferme la pompe avant le commencement du pompage dans la canalisation. La pompe a été mise en marche par Edmonton à 12 h 57 m 19 s. |
| **13 h 01 m 13 s**<br>Un cinquième message de fuite apparaît au bas de l'écran avec une alarme d'annonce: "Fuite présumée canalisation 1 point d'écoulement (SP Hardisty)". | Les conditions d'écoulement dans la canalisation en ce moment était comme suit:<br>**Station** — **Écoulement calculé m$^3$/h**<br>Edmonton — 1255<br>Hardisty — 574<br>Kerrobert — 555 |
| **13 h 03 m**<br>Un message téléphonique indiquant un incident éventuel sur la canalisation reçue de M. Ken Lien par le répartiteur du poste. | Le répartiteur du poste a reçu un appel téléphonique concernant un nuage visible dans un champ voisin du chemin Ryley. |
| **13 h 03 m 11 s**<br>La pompe n$^o$ 1.1 à la SP d'Edmonton, hors service. | Edmonton débute la mise hors service des pompes de la ligne n$^o$ 1. |

| Preuve | Observation/Explication |
| --- | --- |
| **13 h 03 m 15 s**<br>Pompe n$^{O}$ 1.2 à la SP Edmonton mise hors service. | Edmonton débute la mise hors service. |
| **13 h 03m**<br>Pompe n$^{O}$ 1.1 à la SP Milden, hors service. | Edmonton débute la mise hors service. |
| **13 h 04 m 21 s**<br>Pompe n$^{O}$ 1.1 à la SP Hardisty mise hors service. | Edmonton débute la mise hors service. |

**Tableau 1**

**Vannes de sectionnement de la canalisation n° 1 de PIL Edmonton à Hardisty**

| Endroit | Borne km | Commentaires |
|---|---|---|
| Terminal d'Edmonton limite de la station de l'aval | 0,00 | Motorisée |
| Canalisation principale | 8,19 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 15,18 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 27,65 | Opération à distance |
| Station Kingman limite de la station de l'amont | 51,24 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 60,56 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 69,40 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 93,84 | Opération manuelle |
| Station Strome limite de la station en amont | 112,13 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 142,64 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 154,05 | Opération à distance |
| Canalisation principale | 168,21 | Opération à distance |
| Station Hardisty limite de la station de l'amont | 175,45 | Opération à distance |

**Tableau 2**

**Propriétés chimiques de la canalisation dans le réseau PIL**

| Canalisation | C | Mn | P | S | EC | Commentaires |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 0,32 | 1,03 | 0,014 | 0,025 | 0,49 | (1) installée en 1950 |
| 2 | 0,32 | 1,04 | 0,016 | 0,036 | 0,49 | (1) installée en 1956 |
| 3 | 0,31 | 1,14 | 0,015 | 0,027 | 0,50 | (1) installée en 1967 |
| 4 | 0,20 | 1,38 | 0,020 | 0,014 | 0,43 | (1) installée en 1972 |
| 2 | 0,25 | 1,12 | 0,013 | 0,012 | 0,44 | incident du 8 mars 1976 (2)(3) |
| 1 | 0,32 | 1,03 | 0,014 | 0,025 | 0,49 | incident du 23 février 1983 (2) |
| 1 | 0,29 | 1,15 | 0,019 | 0,027 | 0,48 | incident du 19 février 1985 (2) |

Commentaires:

(1) Composition chimique moyenne selon les rapports de l'usine
(2) Composition chimique réelle de la canalisation ayant subi l'accident
(3) Panne de la canalisation de réparation défaillante, fabriquée en 1969

Abréviations:

C carbone
EC équivalent carbone
Mn manganèse
P phosphore
S soufre